

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 乐东气田 LD22-1-A13H1 等 39 口调整井项目

建设单位(盖章): 中海石油(中国)有限公司海南分公司

编制日期: 2024 年 08 月

中华人民共和国生态环境部制

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：乐东气田 LD22-1-A13H1 等 39 口调整井项目

建设单位(盖章)：中海石油(中国)有限公司海南分公司

编制日期：2024 年 08 月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号: 1721791138000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	9673e2		
建设项目名称	乐东气田LD22-1-A13H1等39口调整井项目		
建设项目类别	54-150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油(中国)有限公司海南分公司		
统一社会信用代码	91460100MA5T30PH0F0368858		
法定代表人 (签章)	周心怀		
主要负责人 (签字)	刘小刚		
直接负责的主管人员 (签字)	汪金明		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	海油环境科技(北京)有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HR1A		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
梁丽君	2015035110352013110713000675	BH009379	梁丽君
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张海娟	生态环境现状、保护目标及评价标准、环境风险专项评价	BH008714	张海娟
梁丽君	建设项目基本情况、建设内容、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、结论	BH009379	梁丽君

目录

一、建设项目基本情况	1
二、建设内容	5
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	18
四、生态环境影响分析	27
五、主要生态环境保护措施	34
六、生态环境保护措施监督检查清单	39
七、结论	40
附图	41
附件	47
附录	52

一、建设项目基本情况

建设项目名称	乐东气田 LD22-1-A13H1 等 39 口调整井项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	汪金明	联系方式	0898-69090785
建设地点	乐东 22-1 和乐东 15-1 气田位于海南岛西南部莺歌海海域，位于海南省三亚市西南方约***km 处，距离岸线约***km，海域平均水深约 96~106m。		
地理坐标	乐东 15-1PRP 平台：（***度***分***秒，***度***分***秒） 乐东 22-1CEP 平台：（***度***分***秒，***度***分***秒）		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程	用地（用海）面积（m ² ） /长度（km）	本项目不新增用海面积
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input checked="" type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	***	环保投资（万元）	***
环保投资占比（%）	2.15	施工工期	约 28.4 个月
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是：_____		
专项评价设置情况	对照“建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）”（试行）中表1的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别，本项目属于石油天然气开采工程，设置“环境风险”专项评价		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		

其他符合性分析	<p>乐东22-1气田位于海南省三亚市西南方约130km的海域，东距崖城13-1气田约***km，西距乐东15-1气田***km，即东经***，北纬***之间的海域；乐东15-1气田位于距离海南省乐东县莺歌海镇约***km，距海南省三亚市南山***km，即东经***，北纬***之间的海域。乐东22-1气田内建有1座海上平台（LD22-1 CEP），1套水下生产系统（LD22-1 S1-S1H）；乐东15-1气田有1座海上平台（LD15-1 PRP）。</p> <p>随着滚动勘探的深入以及对气田油藏地质数据资料的进一步分析，气田探明天然气含气面积增大，天然气储量增加。为加快气田的开发速度，缓解压力下降产量递减的趋势，保证气田长期稳定的生产，本项目计划在乐东15-1/22-1气田实施39口调整井，其中LD15-1 PRP实施17口调整井、LD22-1 CEP实施22口调整井，同时对LD15-1 PRP进行改造。</p> <p>按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，本项目属于“五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程”。本项目投产后，LD22-1/LD15-1 气田天然气及凝析油最大年产量以及含油生产水排放量均小于历史环评（详见表 2.8），本项目新增钻井液排放量 13396.42m³、钻屑排放量 11534.81m³，应编制环境影响报告表。</p> <p>（1）与产业政策的符合性</p> <p>本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号，2024 年）中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。</p> <p>（2）与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析</p> <p>根据《全国海洋主体功能区规划》，海洋空间划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域。重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区域。其中海洋工程和资源开发区域，是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。规划对海洋工程和资源开发区域的要求是：“海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能”。</p> <p>本项目位于规划中的重点开发区域，属于矿产资源勘探开发工程，用海符合规划要求。本项目建设阶段对环境的影响是短期且可恢复的，生产阶段生产水产生量极小，全部处理达标后排放，对周边海洋环境影响轻微。本项目根据开发方案制定有针对性的风险防范措施，企业已编制溢油应急预案并完成备案。因此本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。</p> <p>（3）与《海南省主体功能规划》符合性分析</p>
---------	---

根据《海南省主体功能区规划》，海南省主体功能区类型按开发方式，分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区。本项目地理位置位于上述功能区之外（与最近的功能区为一般管控区，距离约***km），与《海南省主体功能区规划》相协调。

（4）与《海南省国土空间规划（2021~2035年）》符合性分析

根据《海南省国土空间规划（2021~2035年）》，“海南省以‘三区三线’为基础，构建国土空间开发保护新格局”，本项目位于基本农田保护红线、生态保护红线、城镇开发边界之外，不占用农产品主产区、生态功能区、城市化地区。同时《海南省国土空间规划（2021~2035年）》还指出“优化海洋空间格局……积极拓展深远海的开发利用，发展新兴海洋产业。”本项目属于海洋油气开发项目，符合《海南省国土空间规划（2021~2035年）》。本项目与海南省“三区三线”位置示意图见附图2。

（5）与海南省“三线一单”符合性分析

根据《关于海南省“三线一单”生态环境分区管控的实施意见》（琼办发〔2021〕7号），本项目不在海南省海域环境管控单元内，见附图3。

本项目为海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中的“鼓励类”。本项目在原平台上进行调整井建设，本项目施工阶段钻井液和钻屑的排放对海洋环境属于短期小范围影响，工程结束后海底环境将较快恢复。本项目投产后，生活污水和含油生产水处理达标后排海，运营期生活污水和含油生产水产生量均未超过原环评核算值，运营期没有增加对环境的影响。

此外，气田制定了严密的溢油应急响应及处置措施，将严格按照气田已经批复的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度，确保周围海域海洋生态环境安全。

（6）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析

2022年发布的《“十四五”海洋生态环境保护规划》提出：“强化精准治污，以近岸海湾、河口为重点，分区分类实施陆海污染源头治理，深入打好重点海域综合治理攻坚战，陆海统筹持续改善近岸海域环境质量；保护修复并举，着力构建海洋生物多样性保护网络，恢复修复典型海洋生态系统，强化海洋生态监测监管，提升海洋生态系统质量和稳定性；要有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，加强应急响应能力建设；坚持综合治理，强化‘水清滩净、鱼鸥翔集、人海和谐’的美丽海湾示范建设和长效监管，切实解决老百姓反映强烈的突出海洋生态环境问题；推进海洋应对气候变化的响应监测与评估，有效发挥海洋固碳作用，提升海洋适应气候变

化的韧性。”

本项目施工期和运营期产生的各类污染物排放及处置均符合国家或地方法规和标准的要求。项目在运营阶段建设单位对工程周边海域的海水水质环境和海洋沉积物环境定期进行监测。建设单位通过增殖放流修复海洋生态环境。同时油气田已制定溢油应急计划和配备溢油应急资源以加强石油勘探开发海上溢油风险防范。本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。

二、建设内容

地理位置	<p>乐东 22-1 和乐东 15-1 气田(下简称乐东 22-1/15-1 气田)位于海南岛西南部莺歌海海域,位于海南省三亚市西南方约***km 处,距离岸线约***km,海域平均水深约 96~106m。地理坐标为东经: ***, 北纬: ***。气田地理位置见附图 4。</p>																											
项目组成及规模	<p>1、工程现状</p> <p>(1) 工程概况</p> <p>乐东 22-1/15-1 气田现有 2 座平台 (LD15-1 PRP、LD22-1 CEP) 和 1 套水下生产系统 (LD22-1 S-S1H)。</p> <p>《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》(渤海石油研究院, 2006 年)已于 2006 年获得批复(国海环字[2006]456 号, 附件 2.1)。乐东 22-1 气田和乐东 15-1 气田分别于 2009 年 8 月和 2010 年 9 月投产, 主要工程包括一座 LD22-1 CEP 和一座 LD15-1 PRP, 设计寿命均为 30 年。天然气最大产能总计***m³/a, 凝析油最大产能总计***m³/a。现有主要工程组成见表 2.1。</p> <p style="text-align: center;">表 2.1 本项目现有主要工程组成表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">类型</th> <th style="width: 15%;">工程组成</th> <th style="width: 15%;">投产时间</th> <th style="width: 60%;">工程内容及规模</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3" style="text-align: center; vertical-align: middle;">主体工程</td> <td style="text-align: center;">LD15-1 PRP</td> <td style="text-align: center;">2010 年 9 月</td> <td>LD15-1 PRP 是一座 8 腿带有生活楼的平台, 共设 3 层主甲板、1 层工作甲板和 1 层直升机甲板, 生活楼定员为 100 人。设有油气处理设施、生产水处理设施、生活污水处理设施、辅助生产和公用系统。平台现有 12 口生产井。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">LD22-1 CEP</td> <td style="text-align: center;">2009 年 8 月</td> <td>LD22-1 CEP 是一座 8 腿带有生活楼的平台, 共设 3 层主甲板、1 层工作甲板和 1 层直升机甲板, 生活楼定员为 60 人。其上设有油气处理设施、生产水处理设施、生活污水处理设施、必要的辅助生产和公用系统。平台现有 24 口生产井。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">LD22-1 S-S1H</td> <td style="text-align: center;">2023 年 10 月</td> <td>1 套采油树、1 个水下控制模块、1 个水下脐带缆终端 (SUTU)、1 个水下终端管汇 (PLET)、跨接管和跨接缆, 以及水下终端管汇基础及保护装置等外部结构</td> </tr> <tr> <td rowspan="4" style="text-align: center; vertical-align: middle;">环保工程</td> <td style="text-align: center;">生活污水处理装置</td> <td colspan="2">LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装 1 套生活污水处理设施, 处理达标后在表层排放。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">生产水处理装置</td> <td colspan="2">LD15-1 PRP 安装 2 套生产水处理设施 (1 用 1 备, 总处理能力***m³/d), LD22-1 CEP 安装 1 套生产水处理设施 (处理能力***m³/d), 处理达标后在表层排放。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">食品废弃物粉碎机</td> <td colspan="2">LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装 1 套食品废弃物粉碎机。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">开闭排系统</td> <td colspan="2">LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装有开闭排系统。</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 物流集输工艺</p> <p>乐东 15-1 气田各生产井物流送到 LD15-1 PRP 上进行处理, 处理后的凝析油及天然气通过海底管道混输至 LD22-1 CEP, 经干气压缩机处理后外输至东方终端。乐东 22-1 气田各井生产物流, 与乐东 22-1 水下生产系统 (LD22-1 S-S1H)、乐东 10-1 气田来气共同进入 LD22-1 CEP 工艺系统, 处理后的天然气与经过凝析油处理系统处理合格的凝析油一起外输至东方终</p>	类型	工程组成	投产时间	工程内容及规模	主体工程	LD15-1 PRP	2010 年 9 月	LD15-1 PRP 是一座 8 腿带有生活楼的平台, 共设 3 层主甲板、1 层工作甲板和 1 层直升机甲板, 生活楼定员为 100 人。设有油气处理设施、生产水处理设施、生活污水处理设施、辅助生产和公用系统。平台现有 12 口生产井。	LD22-1 CEP	2009 年 8 月	LD22-1 CEP 是一座 8 腿带有生活楼的平台, 共设 3 层主甲板、1 层工作甲板和 1 层直升机甲板, 生活楼定员为 60 人。其上设有油气处理设施、生产水处理设施、生活污水处理设施、必要的辅助生产和公用系统。平台现有 24 口生产井。	LD22-1 S-S1H	2023 年 10 月	1 套采油树、1 个水下控制模块、1 个水下脐带缆终端 (SUTU)、1 个水下终端管汇 (PLET)、跨接管和跨接缆, 以及水下终端管汇基础及保护装置等外部结构	环保工程	生活污水处理装置	LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装 1 套生活污水处理设施, 处理达标后在表层排放。		生产水处理装置	LD15-1 PRP 安装 2 套生产水处理设施 (1 用 1 备, 总处理能力***m ³ /d), LD22-1 CEP 安装 1 套生产水处理设施 (处理能力***m ³ /d), 处理达标后在表层排放。		食品废弃物粉碎机	LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装 1 套食品废弃物粉碎机。		开闭排系统	LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装有开闭排系统。	
类型	工程组成	投产时间	工程内容及规模																									
主体工程	LD15-1 PRP	2010 年 9 月	LD15-1 PRP 是一座 8 腿带有生活楼的平台, 共设 3 层主甲板、1 层工作甲板和 1 层直升机甲板, 生活楼定员为 100 人。设有油气处理设施、生产水处理设施、生活污水处理设施、辅助生产和公用系统。平台现有 12 口生产井。																									
	LD22-1 CEP	2009 年 8 月	LD22-1 CEP 是一座 8 腿带有生活楼的平台, 共设 3 层主甲板、1 层工作甲板和 1 层直升机甲板, 生活楼定员为 60 人。其上设有油气处理设施、生产水处理设施、生活污水处理设施、必要的辅助生产和公用系统。平台现有 24 口生产井。																									
	LD22-1 S-S1H	2023 年 10 月	1 套采油树、1 个水下控制模块、1 个水下脐带缆终端 (SUTU)、1 个水下终端管汇 (PLET)、跨接管和跨接缆, 以及水下终端管汇基础及保护装置等外部结构																									
环保工程	生活污水处理装置	LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装 1 套生活污水处理设施, 处理达标后在表层排放。																										
	生产水处理装置	LD15-1 PRP 安装 2 套生产水处理设施 (1 用 1 备, 总处理能力***m ³ /d), LD22-1 CEP 安装 1 套生产水处理设施 (处理能力***m ³ /d), 处理达标后在表层排放。																										
	食品废弃物粉碎机	LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装 1 套食品废弃物粉碎机。																										
	开闭排系统	LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 上均各自安装有开闭排系统。																										

端。东方 13-2 气田来气经 LD22-1 CEP 越站外输至东方终端。LD15-1 PRP 及 LD22-1 CEP 分离出的生产水进入生产水处理系统处理达标后排放。

物流集输示意图见图 2.1。

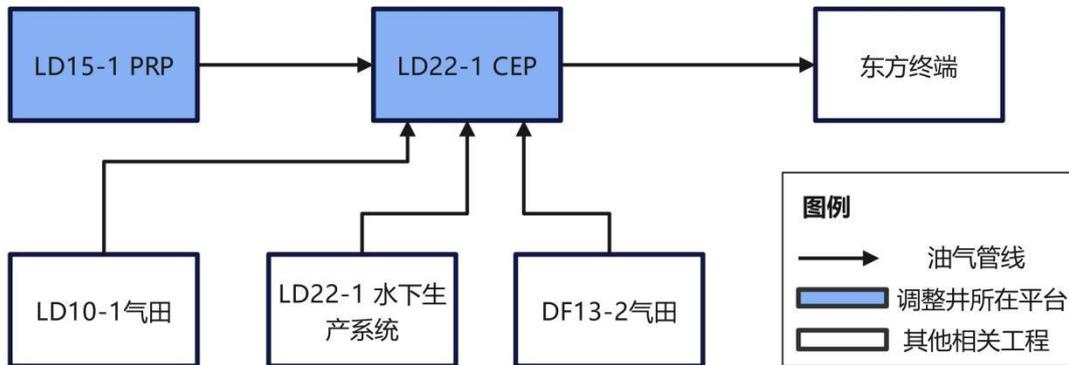


图 2.1 本项目现有工程物流集输示意图

(3) 主要工艺流程

1) LD15-1 PRP 主工艺流程

各井口的生产流体经气嘴节流后，进入生产管汇。生产管汇的流体先经天然气冷却器冷却，再进入生产分离器进行气液分离。生产分离器分出的液体和来自天然气压缩系统的液体汇合进入凝析油聚结分离器进行深度脱水，生产分离器分出的气相去往天然气压缩装置。凝析油聚结分离器分出的气体去火炬系统放空；分离出的凝析油经外输泵增压后与气相通过海底管线混输至 LD22-1 CEP。

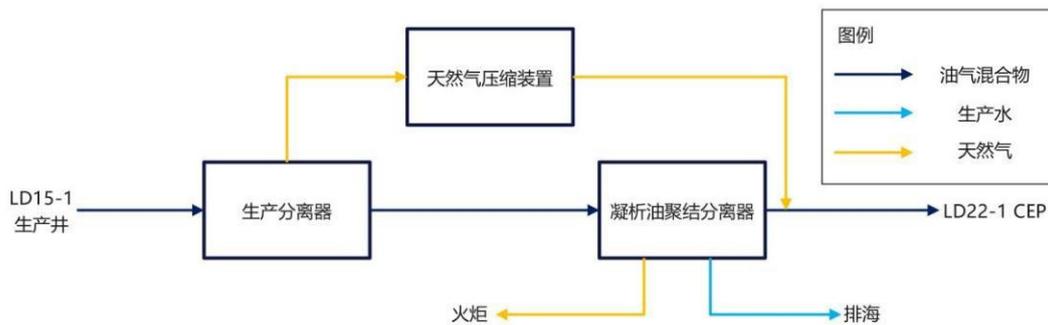


图 2-2 LD15-1 PRP 主工艺流程

2) LD22-1 CEP 主工艺流程

来自 LD15-1 PRP 的流体进入段塞流捕集器 A，分离出的油与 LD22-1 CEP 各井口的生产流体、LD22-1 S-S1H 的流体混合，进入生产分离器，分离出的液相进入聚结分离器，天然气经脱水、加压后外输至东方终端。来自 LD10-1 WHPA 的流体进入段塞流捕集器 B，分离出的液相物流进入聚结分离器；分离出的天然气与来自生产分离器的天然气混合，经脱水加压后外输至东方终端。聚结分离器分出的气体去火炬系统放空；分离出的凝析油与天然气混输送往东方终端；生产水经处理后达标排放。

扩面积约***m²（见附图6）。

本次改造新增设备设施以及部分原有设备移位情况：上层甲板，由于新增井槽井口区梁格改造；中层甲板，由于新增井槽井口区梁格改造，原平台多相流量计位于井口区北侧，现改造需将多相流量计移位至井口区南侧；下层甲板，由于新增井槽井口区梁格改造，新增1套生产测试管汇（4510×2296×2500mm），新增一个井口控制盘（2200×1000×2100mm）与原井口控制盘相邻。

2) 调整井建设方案

本次调整井项目计划实施39口调整井，其中LD15-1气田实施17口调整井（6口新钻井，11口侧钻井），LD22-1气田实施22口调整井（22口侧钻井）。具体见表2.2和表2.3。

表 2.2 调整井工程投产前后井数统计

气田	平台	本项目实施前井数（口）	本项目		本项目实施后井数（口）
			井别	井数（口）	
LD15-1 气田	LD15-1PRP	生产井：12	生产井	17（11口侧钻井，6口新钻井）	生产井：18
LD22-1 气田	LD22-1CEP	生产井：24	生产井	22（全部为侧钻井）	生产井：24

表 2.3 本次调整井建设情况

平台名称	调整井数量/口	老井名称	调整后名称	调整前井别	调整后井别	井型	备注（侧钻或利用预留槽口）
LD22-1 CEP	22	LD22-1-A1	LD22-1-A1H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A1S1	LD22-1-A1H2	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A2	LD22-1-A2H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A3H	LD22-1-A3H2	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A4H	LD22-1-A4H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A5H	LD22-1-A5H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A6	LD22-1-A6H3	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A7	LD22-1-A7H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A8H	LD22-1-A8H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A9	LD22-1-A9H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A10S1	LD22-1-A10H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A11	LD22-1-A11H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A12H	LD22-1-A11H2	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A13	LD22-1-A12H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A14H	LD22-1-A13H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A15H	LD22-1-A14H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A16H	LD22-1-A15H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A17H	LD22-1-A16H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A18H	LD22-1-A17H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		LD22-1-A19H	LD22-1-A18H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
LD22-1-A20H	LD22-1-A19H1	生产井	生产井	水平井	侧钻		
LD22-1-A21H	LD22-1-A21H1	生产井	生产井	水平井	侧钻		
LD15-1PRP	17	LD15-1-A1	LD15-1-A1S1	生产井	生产井	定向井	侧钻
		LD15-1-A2	LD15-1-A2S1	生产井	生产井	定向井	侧钻

	LD15-1-A3	LD15-1-A3S1	生产井	生产井	定向井	侧钻
	LD15-1-A4	LD15-1-A4S1	生产井	生产井	定向井	侧钻
	LD15-1-A5	LD15-1-A5S1	生产井	生产井	定向井	侧钻
	LD15-1-A7	LD15-1-A7S1	生产井	生产井	定向井	侧钻
	LD15-1-A8	LD15-1-A8S1	生产井	生产井	定向井	侧钻
	LD15-1-A9	LD15-1-A9S1	生产井	生产井	定向井	侧钻
	LD15-1-A10	LD15-1-A10S1	生产井	生产井	水平井	侧钻
	LD15-1-A11	LD15-1-A11S1	生产井	生产井	水平井	侧钻
	LD15-1-A12	LD15-1-A12S1	生产井	生产井	水平井	侧钻
	\	LD15-1-A13	\	生产井	定向井	预留槽口
	\	LD15-1-A14	\	生产井	定向井	预留槽口
	\	LD15-1-A15	\	生产井	定向井	预留槽口
	\	LD15-1-A16	\	生产井	定向井	预留槽口
	\	LD15-1-A17	\	生产井	定向井	预留槽口
	\	LD15-1-A18	\	生产井	定向井	预留槽口

3) 调整井井身结构

本项目共计 39 口调整井，平均进深 2640.92m，进尺范围 1078.95m~6710.55m，调整井井身结构及尺寸数据见下表。

表 2.4 调整井井身结构基本参数

平台	井名	井眼尺寸 (")	深度 (m)	本井段进尺 (m)	侧钻点深度 (m)	总进尺 (m)
LD22-1CEP	LD22-1-A1H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A1H2	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A2H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A3H2	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A4H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A5H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A6H3	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A7H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A8H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
LD22-1-A9H1	***	***	***	***	***	
	***	***	***			
	***	***	***			

LD15-1PRP	LD22-1-A10H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A11H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A11H2	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A12H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A13H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A14H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A15H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A16H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A17H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A18H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A19H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD22-1-A21H1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD15-1-A1S1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD15-1-A2S1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD15-1-A3S1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
	LD15-1-A4S1	***	***	***	***	***
		***	***	***		
		***	***	***		
LD15-1-A5S1	***	***	***	***	***	
	***	***	***			
	***	***	***			
LD15-1-A7S1	***	***	***	***	***	
	***	***	***			
	***	***	***			
LD15-1-A8S1	***	***	***	***	***	
	***	***	***			
	***	***	***			
LD15-1-A9S1	***	***	***	***	***	
	***	***	***			
	***	***	***			

LD15-1-A10S1	***	***	***	***	***
	***	***	***		
	***	***	***		
LD15-1-A11S1	***	***	***	***	***
	***	***	***		
	***	***	***		
LD15-1-A12S1	***	***	***	***	***
	***	***	***		
	***	***	***		
LD15-1-A13	***	***	***	***	***
	***	***	***		
	***	***	***		
LD15-1-A14	***	***	***	***	***
	***	***	***		
LD15-1-A15	***	***	***	***	***
	***	***	***		
LD15-1-A16	***	***	***	***	***
	***	***	***		
LD15-1-A17	***	***	***	***	***
	***	***	***		
LD15-1-A18	***	***	***	***	***
	***	***	***		

本项目井身结构示意图 2.5a~图 2.5d。

保密内容，已删除。

图 2.5a LD22-1-A1H1 井身结构

保密内容，已删除。

图 2.5c LD15-1-A1S1 井老井侧钻

保密内容，已删除。

图 2.5b LD22-1-A8H1 井身结构

保密内容，已删除。

图 2.5d LD15-1-A13 井单筒双井井身结构

4) 产能预测

根据乐东 22-1/15-1 气田各平台现有产能，结合本次 39 口调整井产能预测，以及本项目现有工程物流走向情况，本次工程乐东 15-1 气田新增最大产能为：油***m³/a（2031、2032、2034 年），生产水***m³/a（2036 年），天然气***m³/a（2031、2032 年）；乐东 22-1 气田新增最大产能为：油***m³/a（2034 年），生产水***m³/a（2031 年），天然气***m³/a（2034 年）。乐东 22-1/15-1 气田产能情况详见以下各表。

表 2.5a 调整井投产前后乐东 15-1 气田产能预测表（日产量）

时间 (年)	现有产能 日产能			新增产能 日产能(m ³ /d)			投产后产能 日产能(m ³ /d)		
	气 (10 ⁴ m ³)	油(m ³)	水 (m ³)	气 (10 ⁴ m ³)	油 (m ³)	水 (m ³)	气 (10 ⁴ m ³)	油 (m ³)	水 (m ³)
2023	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2024	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2.5b 调整井投产前后乐东 15-1 气田产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有产能			新增产能			投产后产能		
	年产能			年产能			年产能		
	气 (10 ⁸ m ³)	油 (10 ⁴ m ³)	水 (10 ⁴ m ³)	气 (10 ⁸ m ³)	油 (10 ⁴ m ³)	水 (10 ⁴ m ³)	气 (10 ⁸ m ³)	油 (10 ⁴ m ³)	水 (10 ⁴ m ³)
2023	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2024	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2.6a 调整井投产前后乐东 22-1 气田产能预测表 (日产量)

时间 (年)	现有产能			新增产能			投产后产能		
	日产能			日产能			日产能		
	气 (10 ⁴ m ³)	油 (m ³)	水 (m ³)	气 (10 ⁴ m ³)	油 (m ³)	水 (m ³)	气 (10 ⁴ m ³)	油 (m ³)	水 (m ³)
2023	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2024	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2.6b 调整井投产前后乐东 22-1 气田产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有产能			新增产能			投产后产能		
	年产能			年产能			年产能		
	气 (10 ⁸ m ³)	油 (10 ⁴ m ³)	水 (10 ⁴ m ³)	气 (10 ⁸ m ³)	油 (10 ⁴ m ³)	水 (10 ⁴ m ³)	气 (10 ⁸ m ³)	油 (10 ⁴ m ³)	水 (10 ⁴ m ³)
2023	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2024	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2.7 本项目总产能预测及 LD22-1 CEP 处理负荷预测

时间	LD22-1 气田及 LD15-1 气田总产能	LD22-1 CEP 处理负荷 (含 LD22-1 气田、LD10-1 气田物流)
	年产能	日产能

(年)	气 (10 ⁸ m ³)	油 (10 ⁴ m ³)	水(10 ⁴ m ³)	气 (10 ⁴ m ³)	油(m ³)	水(m ³)	油+水(m ³)
2023	***	***	***	***	***	***	***
2024	***	***	***	***	***	***	***
2025	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***

4) 处理能力及依托海管校核

LD15-1 PRP 设有 2 套凝析油聚结分离器(处理能力: 72m³/d, 1 备 1 用), 在本项目投产后将全部投入使用以满足处理负荷需求。

本项目投产后处理设施能力校核见下表。

表 2.8 本项目处理设施能力校核

主要设施	项目	系统设计能力	本项目投产后预测最大产能	依托是否可行
LD15-1 PRP	油+生产水 (m ³ /d)	***	***	可行
	气 (10 ⁴ m ³ /d)	***	***	可行
LD22-1 CEP	油+生产水 (m ³ /d)	***	***	可行
	气 (10 ⁴ m ³ /d)	***	***	可行

本项目投产后依托海管校核情况见下表。

表 2.9 本项目依托各管道设计参数及校核情况

序号	管道名称	设计寿命 (年)	投产时间	管长 (km)	设计参数		依托后参数		是否满足
					设计压力 (kPa)	设计温度 (°C)	最大压力 (kPa)	最高温度 (°C)	
1	LD15-1 至 LD22-1 间 12" 海管	30	2009 年	***	***	***	***	***	满足
2	LD22-1 至东方终端间 24" 管道	30	2009 年	***	***	***	***	***	满足

由表 2.7 可知, 本次调整井投产后, 平台已有设施处理能力均可满足要求。由表 2.8 可知, 经校核本项目投产后各依托管道温度、压力均小于原设计参数, 满足依托要求。依托管

	<p>道在原设计寿命年限内能够满足现设计条件，但在达到管道原设计寿命前需进行检测评估，根据评估情况采取相应措施，必要时予以更换，以保证管道在寿命延长期内的使用安全。</p>
<p>总平面及现场布置</p>	<p>乐东 22-1/15-1 气田工程设施平面布置现状见下图。本项目在 LD22-1 CEP、LD15-1 PRP 实施 39 口调整井，其中 LD22-1 CEP 设置 22 口、LD15-1 PRP 设置 17 口；同时对 LD15-1 PRP 进行平台改造。本项目调整井井槽布置情况见附图 5。</p> <p style="text-align: center;">保密内容，已删除。</p> <p style="text-align: center;">图2.6 乐东22-1/15-1气田设施现状布置示意图</p>
<p>施工方案</p>	<p>一、调整井施工方案</p> <p>(1) 调整井施工方案及施工方式</p> <p>本次调整井项目计划实施 39 口调整井。其中 LD22-1 气田的 22 口调整井计划采用钻井平台进行钻完井作业，LD15-1 气田的 17 口调整井计划采用 LD15-1PRP 上的修井机进行钻完井作业。</p> <p>1) 新钻井施工方式</p> <p>新钻调整井施工流程：以 LD15-1-A17 调整井为例，首先进行隔水导管下入作业，然后使用海水/般土浆体系钻进***井眼，下/固***套管，钻***井眼至中完井深，下/固***套管，钻***井眼至设计完钻井深，转入完井作业。</p> <p>2) 老井侧钻施工方式</p> <p>老井侧钻调整井流程：以 LD15-1-A1S1 调整井为例，接井，压井，起甩老井生产管柱，组下弃井桥塞，注弃井水泥塞并试压合格，采用切割回收***套管，侧钻***井眼，钻***井眼至中完井深，下/固***套管，钻***井眼至设计完钻井深，转入完井作业。</p> <p>3) 原井处置方式</p> <p>老井眼侧钻的调整井侧钻前，需要对原井进行弃井作业，主要步骤是将原井进行关井、压井作业、拆采油树并安装防喷器组、注弃井水泥塞等作业过程。侧钻调整井与正常的新钻井作业工艺基本一致。常规封堵过程：下入桥塞在设计位置坐封，桥塞下部挤注水泥，上部打水泥塞。固井工艺：下入桥塞到位后，用简易钻井液打通循环，固井泵注水泥浆至储层，水泥凝固后封固产层。</p> <p>(2) 调整井作业计划</p> <p>本项目计划 2024 年 12 月至 2026 年 8 月施工，本次调整井施工总计施工天数为 852 天，单日最大施工人数为***人。乐东 22-1 气田施工计划安排施工船舶 2 艘、乐东 15-1 气田安排施工船舶 2 艘，每条船舶人数***人。具体情况见表 2.10。</p>

表2.10 本项目调整井作业天数及作业人次

序号	平台	井号	施工天数(天)	平台施工人数(人)	施工船舶(艘)	计划施工时间
1	LD22-1CEP	LD22-1-A1H1	***	***	2	2024.12~2026.8
2		LD22-1-A1H2				
3		LD22-1-A2H1				
4		LD22-1-A3H2				
5		LD22-1-A4H1				
6		LD22-1-A5H1				
7		LD22-1-A6H3				
8		LD22-1-A7H1				
9		LD22-1-A8H1				
10		LD22-1-A9H1				
11		LD22-1-A10H1				
12		LD22-1-A11H1				
13		LD22-1-A11H2				
14		LD22-1-A12H1				
15		LD22-1-A13H1				
16		LD22-1-A14H1				
17		LD22-1-A15H1				
18		LD22-1-A16H1				
19		LD22-1-A17H1				
20		LD22-1-A18H1				
21		LD22-1-A19H1				
22		LD22-1-A21H1				
23	LD15-1PRP	LD15-1-A1S1	***	***	2	2025.10~2026.8
24		LD15-1-A2S1				
25		LD15-1-A3S1				
26		LD15-1-A4S1				
27		LD15-1-A5S1				
28		LD15-1-A7S1				
29		LD15-1-A8S1				
30		LD15-1-A9S1				
31		LD15-1-A10S1				
32		LD15-1-A11S1				
33		LD15-1-A12S1				
34		LD15-1-A13				
35		LD15-1-A14				
36		LD15-1-A15				
37		LD15-1-A16				
38		LD15-1-A17				
39		LD15-1-A18				

(3) 钻井液

本次调整井根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、减阻润滑、安全和快速钻进、保护油气层的要求。本项目所用到的钻井液包括水基钻井液和

合成基钻井液，合成基钻井液主要用于井深较大的井，以降低扭矩，减小井下钻进摩阻。合成基钻井液的主要成分为：非水基钻井液基液、氯化钙盐水、主乳化剂、辅乳化剂、有机土、润湿剂、碱度调节剂、油基钻井液失水剂、封堵剂等，为确保钻井安全，所设计钻井液各添加剂用量将根据现场井况进行适当调节。结合前期乐东 22-1/15-1 气田已钻井作业经验，本项目涉及大位移调整井、高温高压深层调整，由于作业摩阻过大，需采用合成基钻井液降低摩阻，方可满足作业需求。

二、LD15-1 PRP 改造施工方案

LD15-1 PRP 改造主要包括新增井槽相关改造、平台组块上的结构改造、工艺管线改造、新增设备相关改造等。平台改造采用气田现有支持船，不新增施工作业船舶。

LD15-1 PRP 改造过程中，将在现有设备正常运行的情况下进行。主要施工步骤为：在现场确认施工方案；施工前准备；隔离作业；按标准要求或现场需要，搭建脚手架；依据设计图纸把设备安装到位，相关工艺管线铺设到位；电仪安装校验，检验检测；防腐、保温施工作业；然后关停油气水生产，接入现有系统，在线调试设备，投入运行。

表2.11 平台改造施工计划一览表

施工内容	施工时间	施工天数(天)	施工人数(人)
LD15-1 PRP 平台改造	2024 年-2025 年	359	***

其他

无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

一、调查资料来源

1、水质、生物生态、沉积物现状资料来源

本次水质、生物生态、沉积物调查资料引自《乐东 10-1 气田项目春季环境质量现状调查与评价》（***，2021 年）。

调查时间：2021 年 5 月 10 日~5 月 14 日；

调查内容：海水水质、生物生态、沉积物；

调查单位：***；

调查站位：共设置 34 个，包括水质站 34 个，海洋生态站（浮游植物、浮游动物、底栖生物等）、沉积物站和生物质量站 18 个。站位图见图 3.1。

表 3.1 调查站位及调查内容

序号	站号	经度 E	纬度 N	调查项目
1	P1	***	***	水质、沉积物、海洋生物
2	P2	***	***	水质
3	P3	***	***	水质、沉积物、海洋生物
4	P4	***	***	水质
5	P5	***	***	水质、沉积物、海洋生物
6	P6	***	***	水质、沉积物、海洋生物
7	P7	***	***	水质
8	*P8	***	***	水质、沉积物、海洋生物
9	P9	***	***	水质
10	P10	***	***	水质、沉积物、海洋生物
11	P11	***	***	水质
12	P12	***	***	水质、沉积物、海洋生物
13	P13	***	***	水质、沉积物、海洋生物
14	P14	***	***	水质、沉积物、海洋生物
15	P15	***	***	水质、沉积物、海洋生物
16	*P16	***	***	水质
17	P17	***	***	水质、沉积物、海洋生物
18	P18	***	***	水质
19	P19	***	***	水质、沉积物、海洋生物
20	P20	***	***	水质
21	P21	***	***	水质、沉积物、海洋生物
22	P22	***	***	水质
23	P23	***	***	水质、沉积物、海洋生物
24	*P24	***	***	水质
25	P25	***	***	水质、沉积物、海洋生物
26	P26	***	***	水质
27	P27	***	***	水质、沉积物、海洋生物
28	P28	***	***	水质
29	P29	***	***	水质、沉积物、海洋生物
30	P30	***	***	水质、沉积物、海洋生物

生态环境现状

31	L1	***	***	水质
32	L2	***	***	水质
33	*L3	***	***	水质
34	L4	***	***	水质

注：带*号站位采集平行双样。

2、渔业资源资料来源

本次渔业资源调查资料引自《乐东 10-1 气田开发项目春季渔业资源现状调查与评价》（***，2022 年）。

调查时间：2021 年 4 月 20~30 日；

调查内容：鱼卵仔稚鱼、游泳生物；

调查单位：***；

调查站位：共设置 12 个。站位图见图 3.2。

表 3.2 渔业资源调查站位地理位置

站位	经度 E	纬度 N
Z1	***	***
Z2	***	***
Z3	***	***
Z4	***	***
Z5	***	***
Z6	***	***
Z7	***	***
Z8	***	***
Z9	***	***
Z10	***	***
Z11	***	***
Z12	***	***

二、水环境质量调查结果

1、评价因子

选取 pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、石油类、挥发性酚、硫化物、砷、汞、铜、铅、镉、锌、总铬共 15 项作为评价因子。

2、评价结果

本次调查海区海水水质分析及评价结果表明：盐度、pH、COD、无机氮、悬浮物、石油类、挥发酚、硫化物、砷、铜、镉、锌、铬的等 15 项评价因子符合第一类海水水质标准要求。有***个站位溶解氧、***个站位活性磷酸盐、***个站位汞、***个站位铅满足《海水水质标准》（GB3097-1997）第二类水质标准要求，其余站位的溶解氧、活性磷酸盐、汞和铅均满足《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类水质标准要求。

表 3.3 调查超出第一类水质标准的因子及站位

评价因子		满足二类标准站位
溶解氧	100m 层	***
	底层	***
活性磷酸盐	100m 层	***

	底层	***
汞	50m层	***
铅	表层	***

三、海洋沉积物环境质量现状调查结果

1、评价因子

选取有机碳、石油类、硫化物、铜、铅、镉、锌、铬、总汞、砷共 10 项作为评价因子。

2、评价结果

调查结果显示，调查海域沉积物环境总体较好，所有评价因子均符合《海洋沉积物质量 (GB18668-2002)》规定的第一类沉积物质量标准。

四、海洋生态环境质量现状调查结果

与水质、沉积物现状调查同步，进行了叶绿素 a 和初级生产力、浮游植物、浮游动物和底栖生物海洋生态现状调查。

(1) 叶绿素 a

调查海域各站叶绿素 a 分布情况：

表层叶绿素 a 范围为***mg/m³，均值为***mg/m³；10m 层范围为***mg/m³，均值为***mg/m³；50m 层范围为***mg/m³，均值***mg/m³；100m 层范围为***mg/m³，均值***mg/m³；底层范围为***mg/m³，均值为***mg/m³。

(2) 初级生产力

各站海洋初级生产力差异较小，范围为***mg·C/(m²·d)，平均为***mg·C/(m²·d)，初级生产力总体上处于低水平。

(3) 浮游植物

①浮游植物的种类组成

调查海域共出现浮游植物***门***属***种，硅藻种类最多，有***属***种，占总物种数的***%。

②浮游植物数量分布及优势种

调查海区各站位浮游植物密度变化范围在***个/m³之间，平均密度为***个/m³。

调查海区浮游植物出现 5 种优势种，翼根管藻纤细变型、铁氏束毛藻、三叉角藻、纺锤角藻和笔尖形根管藻。

③生物多样性及均匀度

海区各站位多样性指数变化范围在***之间，海区多样性高，平均值为***。均匀度变化范围在***之间，平均值为***；丰富度指数变化范围在***之间，平均值为***，海区浮游植物丰富度高。上述结果表明该海区浮游植物物种多样性和均匀度均处于高水平，指示该海区本次调查浮游植物生态环境适合维持较好的群落组成。

(4) 浮游动物

①种类组成

本次调查共鉴定出终生浮游动物***类***种和阶段性浮游幼体（包鱼卵和仔稚鱼）***类。各类群中以桡足类种类数最多，共出现***种，占总种类数的***%。

②浮游动物生物量

调查海区各站位浮游动物生物量变化范围在***mg/m³，平均值为***mg/m³。

③生物多样性指数及均匀度

调查海区浮游动物种类多样性普遍较好，各站位多样性指数变化范围在***之间，平均值为***，海区各站位多样性指数基本在较好以上水平。均匀度介于***之间，平均值为***。丰富度介于***之间，平均值为***，丰富度较好，各站位均匀度绝大部分都较高。从各项群落指数来看，调查海区浮游动物种类丰富，多样性水平普遍较好，群落种间均匀度基本良好，群落结构稳定性较好。

(5) 底栖生物

①种类组成和分布

本次调查共鉴定出底栖生物***大门类***种（含少数未鉴定到种的种类）。其中节肢动物的种类数最多，有***种，占总种类数的***%。底栖生物种类组成以暖水性大洋广布种类为主。

②数量分布

底栖生物的生物量变化范围为***g/m²，平均生物量为***g/m²；栖息密度变化范围为***ind./m²，平均栖息密度为***ind./m²。

③生物多样性指数及均匀度

本项目所在海域底栖生物多样性指数变化范围***，平均为***；均匀度分布范围在***，平均为***；丰富度指数变化范围在***，平均为***。总体而言，生物多样性指数、丰富度和均匀度都较高，显示底栖生物群落结构比较稳定。

(6) 生物质量

①评价因子

本次调查共测定底栖生物的生物质量样品***份，包括软体类***份，甲壳类***份，鱼类***份。测定的污染物质有：总汞（Hg）、砷（As）、铜（Cu）、铅（Pb）、镉（Cd）、锌（Zn）、铬（Cr）和石油烃

②评价结果

调查海域所采集生物样品中，甲壳类、鱼类和软体类中重金属汞(Hg)、铜(Cu)、铅(P)、镉(Cd)、锌(Zn)的含量符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》的评价标准，砷(As)和总铬(Cr)无相应评价标准。石油烃的含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)的评价标准。甲壳类、鱼类和软体类的全部评价因子的单项标准指数值均小于1，满足生物质量评价标准的要求。由此可见，生物质量状况优，调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

五、渔业资源调查结果

(1) 鱼卵、仔稚鱼

采集的***个样品共鉴定出***个鱼卵仔稚鱼种类，隶属于***目***科。12个站水平拖网共采到鱼卵***粒，仔稚鱼***尾。平均密度鱼卵为***粒/1000m³，仔稚鱼为***尾/1000m³。鱼卵和仔稚鱼在所有站均可捕获。垂直拖网未捕获鱼卵和仔鱼样品。

(2) 鱼类

调查期间共捕获鱼类***种，隶属***目***科。鱼类平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²。其中，幼鱼的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²；成鱼的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²。

(3) 头足类

本次调查共获头足类种类***种，隶属于***目***科。根据渔获率，估算出头足类的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²。其中，幼体的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²；成体的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²。

(4) 甲壳类

本次调查渔获甲壳类***种，分隶***目***科。甲壳类的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²。其中，幼体的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²；成体的平均重量和尾数渔获率分别为***kg/h和***ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为***kg/km²和***ind/km²。

项目有关的原有环境污染和生态破坏

(1) 相关工程环保手续执行情况

本项目相关工程环评及批复情况如下表。

表 3.4 本项目相关工程环评、批复及验收情况

序号	报告名称	主要建设内容	本工程依托或改造内容	环评批复	竣工验收
----	------	--------	------------	------	------

问题	1	《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》	①新建 2 座平台：LD22-1 CEP、LD15-1 PRP； ②新建 1 套水下生产系统； ③新建 3 条海底管道（LD15-1 PRP 至 LD22-1 CEP，***km；LD22-1 CEP 至登陆点，***km；水下井口至 LD22-1 CEP，***km）； ④新建一条登陆点至东方终端输气管道***km。 ⑤在东方终端进行扩建。	本工程在 LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 进行调整井作业并进行油气水处理。	国海环字 [2006]456 号	国海环字 [2011]314 号
	2	《乐东 22-1 气田生产水处理装置改造项目环境影响报告表》	在原有设备的基础上增加一台处理能力为***m ³ /hr 的凝析油过滤器和一台处理能力为***m ³ /hr 的聚结分离器。	本工程依托 LD22-1 CEP 进行生产水处理。	环审 (2019) 98 号	环验 (2023) 3 号
	3	《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》	LD22-1 平台适应性改造：下层甲板：北侧外扩约***m ×***m 的甲板布置段塞流捕集器和聚结分离器；东侧外扩***m ×***m 的甲板布置新增变压器间和开关间。工作甲板：北侧外扩***m ×***m 的甲板布置新增的收发球筒和电缆接线箱。	/	环审 (2023) 86 号	/

(2) 环保设施运行情况

本项目依托 LD15-1 PRP、LD22-1 CEP 均设有生活污水处理设施及生产水处理设施。平台生产水处理系统运转正常，工作效率良好。排放浓度满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准的要求(含油量≤45mg/L)。生活污水经处理后 COD 含量≤500mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中对三级海域的要求。环保设施运行情况良好，生活污水和生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

表3.5 LD15-1 PRP生产水处理设施及生活污水处理设施处理效果

时间	生产水		生活污水	
	排水量 (m ³)	含油浓度 (mg/L)	排水量 (m ³)	COD (mg/L)
2023.1	***	***	***	***
2023.2	***	***	***	***
2023.3	***	***	***	***
2023.4	***	***	***	***
2023.5	***	***	***	***
2023.6	***	***	***	***
2023.7	***	***	***	***
2023.8	***	***	***	***
2023.9	***	***	***	***
2023.10	***	***	***	***
2023.11	***	***	***	***
2023.12	***	***	***	***

表3.6 LD22-1 CEP生产水处理设施及生活污水处理设施处理效果

时间	生产水		生活污水	
	排水量 (m ³)	含油浓度 (mg/L)	排水量 (m ³)	COD (mg/L)
2023.1	***	***	***	***
2023.2	***	***	***	***
2023.3	***	***	***	***
2023.4	***	***	***	***
2023.5	***	***	***	***
2023.6	***	***	***	***
2023.7	***	***	***	***
2023.8	***	***	***	***
2023.9	***	***	***	***
2023.10	***	***	***	***
2023.11	***	***	***	***
2023.12	***	***	***	***

(3) 固体废物处置情况

本项目现阶段产生的生产垃圾，包括一般工业垃圾和危险废物，其中危险废物主要为含油生产垃圾，生产垃圾分类经收集后运回陆地。本项目现阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后排放，其他运回陆地处理。

项目产生的危险废物交由***公司和***公司处置。项目产生的一般工业固废和生活垃圾，可回收部分进行资源化回收利用，其余交由***公司进行处置（附件5）。

三、风险事故回顾

根据建设单位提供资料，乐东 22-1/15-1 气田自投产以来未发生过溢油事故。

生态环境
保护目标

本项目位于海南岛西南部莺歌海海域、离岸较远，不涉及大气、声环境、地下水等环境保护目标，仅对工程所在海域附近的自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区、重要渔业水域等进行识别。

本项目距离海洋保护区、海洋生态红线区等敏感目标较远，参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2014）》中海洋生态环境影响三级评价范围（5km），本项目所在平台周边 5km 范围内无环境敏感目标，最近的敏感目标（黄鲷海南岛南部产卵场）距离为***km，详见附图 8.2。周边 5km 范围内无自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区等，距离上述最近的敏感区（II类红线区）距离为***km，详见附图 8.1。

评价标

(1) 环境质量标准

本项目所采用的环境质量评价标准见下表。

准

表 3.7 环境质量标准

类别	采用标准	等级	
海水水质	《海水水质标准》(GB3097-1997)	第一类标准开始评价,评价至满足标准为止	
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)		
海洋生物质量	贝类(双壳类)	《海洋生物质量》(GB18421-2001)	一类
	软体类(除双壳类以外)、甲壳类和鱼类(重金属)		《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
	软体类(除双壳类以外)、甲壳类和鱼类(石油烃)		《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)

(2) 污染物排放和控制标准

本项目位于海南岛西南部莺歌海海域,位于海南省三亚市西南方约***km处,根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008),气田所在海域属于三级海域;根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分:分级》(GB18420.1-2009),气田所在海域属于二级海区。本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

表 3.8 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级/海区等级	污染因子	标准值	适用对象
水基钻井液、水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的水基钻井液、水基钻井液钻屑
			Hg(重晶石中最大值)	≤1mg/kg	
			Cd(重晶石中最大值)	≤3mg/kg	
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分:分级》(GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值≥20000mg/L		
非水基钻井液	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)		不得排放入海		非水基钻井液
非水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的非水基钻井液钻屑
			Hg(重晶石中最大值)	≤1mg/kg	
			Cd(重晶石中最大值)	≤3mg/kg	
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	三级	石油类	石油类≤45mg/L(月平均值) 石油类≤65mg/L(一次容许值)	气田排放的含油生产水
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分:分级》(GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值≥10000mg/L		
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	三级	COD	≤500mg/L	各平台生活污水排放
生产垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	三级	禁止排放或弃置入海		钻井/生产作业生产垃圾和生活垃圾
生活垃圾			除颗粒直径<25mm的食品废弃物以外,禁止其它生活垃圾排放或弃置入海		
钻井平台机舱、机房和甲板含油污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)		石油类≤15mg/L		钻井设施机舱、机房和甲板含油污水

	船舶机舱含油污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3542-2018)	石油类≤15mg/L	船舶污染物的排放
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	与最近陆地间距离>12海里的海域,船速不低于4节,且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。		
船舶垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	塑料废弃物:收集并排入接收设施;食品废弃物:在距最近陆地3海里以内(含)的海域,应收集并排入接收设施;在距最近陆地3海里至12海里(含)的海域,粉碎或磨碎至直径不大于25毫米后方可排放;在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。		
其他	<p>(1) 含油生产水</p> <p>①LD15-1 PRP 含油生产水的去向: LD15-1 PRP 设置含油生产水处理系统,用于处理LD15-1 气田井口产物分离出的含油生产水,经处理合格的含油生产水排海。</p> <p>根据 LD15-1 气田 2023-2040 年的逐年产能预测表(表 2.5a),本项目投产后含油生产水最大日排放量 (**m³/d),未超出《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》中 LD15-1 PRP 最大日排放量 (**m³/d),故本次 LD15-1 平台调整井实施后,含油生产水排放总量维持原《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》中 LD15-1 PRP 排放总量指标“日排放生产水最大量为**m³/d”不变。</p> <p>②LD22-1 气田、LD10-1 气田、LD15-1 气田含油生产水均在 LD22-1 CEP 进行处理,经处理合格的含油生产水排海。</p> <p>根据 LD22-1 CEP 平台 2023 年-2040 年的逐年产能预测表(表 2.6b)。本项目投产后含油生产水最大年排放量 (**m³/a)未超出《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》批复的最大年排放量 (**m³/a),故本次 LD22-1/15-1 气田调整井实施后,含油生产水排放总量维持原《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》中 LD22-1 CEP 排放总量指标“年排放生产水最大量为**m³/a”不变。</p> <p>(2) 生活污水</p> <p>本项目投产后,不新增平台定员和生活设施,故生活污水产生量不变。</p>			

四、生态环境影响分析

施工生态环境影响分析	1、施工期产污环节及污染源分析						
	<p>本项目污染物主要为调整井钻井阶段产生的钻井液、钻屑等，此外还有施工期人员产生的少量生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。</p>						
	(1) 钻井液						
	<p>本次调整井项目钻井作业中钻井液循环使用，水基钻井液其排放节点主要有4个：外排钻屑携带、提带、固井置换、更换泥浆体系及钻井作业完成后的一次性排放，均为水面排放。合成基钻井液全部回收。</p>						
	<p>本次调整井水基钻井液和合成基钻井液使用及核算结果见下表，产生总量约为16168.31m³，其中水基钻井液13396.42m³、合成基钻井液2771.89m³。钻井液最大排放速率出现在钻井液体系的一次性排放，最大一次性排放量约为350m³，水基钻井液平均排放速率约35m³/h。水基钻井液检测达标后排放，若超标则运回陆地处理；合成基钻井液全部运回陆地处理。钻井液拟交由***公司接收处理。</p>						
	表4.1 本项目调整井钻井液核算结果						
	平台	井数	合成基钻井液总量 (m ³)	水基钻井液总量 (m ³)	钻井液产生总量 (m ³)	钻井液排放总量 (m ³)	钻井液平均排放速率 (m ³ /h)
	LD22-1 CEP	22	1581.07	7005.19	8586.26	7005.20	35
	LD15-1 PRP	17	1190.82	6391.23	7582.05	6391.22	35
	合计		2771.89	13396.42	16168.31	13396.42	-
<p>注：钻井液排放总量=水基钻井液总量；钻井液产生总量=合成基钻井液+水基钻井液。</p>							
(2) 钻屑							
<p>本次调整井项目计划实施39口调整井，其中33口为老井侧钻（侧钻点以上无钻屑量产生）。根据井身结构、钻井数量、钻井液使用情况等数据计算，钻屑产生总量约为11534.81 m³，其中水基钻井液钻屑10558.11m³、合成基钻井液钻屑976.73m³，钻屑最大排放速率约200m³/d。具体数据见下表。</p>							
表 4.2 本项目钻屑量统计							
平台	井数	合成基钻井液钻屑总量 (m ³)	水基钻井液钻屑总量 (m ³)	钻屑产生总量 (m ³)	钻屑排放量 (m ³)	钻屑最大排放速率(m ³ /d)	
LD22-1 CEP	22	392.62	6702.73	7095.35	7095.35	150	
LD15-1PRP	17	584.11	3855.38	4439.46	4439.46	200	
合计		976.73	10558.11	11534.81	11534.81	-	
<p>水基钻井液钻屑、合成基钻井液钻屑检测达标（含油率低于8%）后水面排放，若含油量若达不到排放标准则收集运回陆地，拟交由***公司接收处理。</p>							

(3) 生活垃圾、生活污水

海上施工阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据日常运营经验数据：生活垃圾按1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按1.0kg/（人·日）计算，生活污水根据中国海油多年海上油气开发经验数值，按0.35m³/（人·日）计算。本项目生活垃圾产生量约171.65t，其中食品废弃物约114.43t；生活污水约40048.75m³。

表 4.3 生活污水、生活垃圾核算结果表

施工内容	施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)	生活污水 (m ³)		生活垃圾 (t)	
			产生负荷	产生量	产生负荷	产生量
LD22-1 气田调整井	***	552	0.35m ³	23184	1.5kg	99.36
LD22-1 气田拖轮船舶	***			6182.4		26.50
LD15-1 气田调整井	***	302		8984.5		38.51
LD15-1 气田拖轮船舶	***			3382.4		14.50
LD15-1 气田平台改造	***			10680.25		45.77
总计	/	1213		/		52413.55

(4) 生产垃圾

本项目施工过程中产生的生产垃圾，包括一般工业垃圾和危险废物，其中危险废物主要为含油生产垃圾，根据经验数据，调整井作业含油生产垃圾按单井作业期间大约产生 0.5t 核算；一般工业垃圾按单井作业期间大约产生 1t 核算；本次共计 39 口调整井，危险废物产生量约为 19.5t，一般工业垃圾产生量约为 39t，全部运回陆上拟交由***公司处理。

(5) 船舶含油污水

本项目调整井作业期间使用拖轮运输物料等，调整井作业工期约为854天，根据工程作业期估算作业期内船舶含油污水的源强。船舶含油污水按每船每日0.5m³计算。施工期，船舶含油污水产生量约为854m³。

表 4.4 生活污水核算结果表

气田	施工船数量	施工天数	污水产生量	污水排放量
LD22-1	2 艘	552 日	0.5m ³ /日·艘	552m ³
LD15-1	2 艘	302 日		302m ³
总计	/	/	/	854m ³

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

表 4.5 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
钻屑	11534.81m ³	11534.81m ³	检验合格达标排海
水基钻井液	13396.42m ³	13396.42m ³	检验合格达标排海
合成基钻井液	2771.89m ³	0m ³	拟交由陆上有资质单位处理
生活污水	52413.55m ³	52413.55m ³	经相应生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	224.64t	149.76t	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地处理

生产垃圾	一般工业垃圾	39t	0t	运回陆地拟交由***公司和***公司处理
	危险废物	19.5t	0t	
船舶含油污水		578m ³	578m ³	经处理达标后排海

2、施工期环境影响分析

施工期，生活垃圾除食品废弃物粉碎后排海外，其余运回陆地处理；生活污水处理达标后排海；船舶和钻井平台含油污水处理达标后排海；生产垃圾运回陆地处理。钻井液、钻屑排放虽为短期行为，但瞬间排放速率较大，对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定影响。

(1) 钻井液、钻屑排放对海洋环境影响分析

本次调整井钻井液、钻屑排放的水质影响分析类比《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2022 年）预测结果。

本项目调整井与类比对象处于同一海域（乐东 22-1 气田与乐东 10-1 气田相距约 15km），水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件如下。

表 4.6 类比条件一览表

对象	类比工程	本项目	对比情况	
工程名称	乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书	乐东气田 LD22-1-A13H1 等 39 口调整井项目	/	
水深	海域水深约 87~91m	海域平均水深约 96~106m	相似	
钻井液	预测位置	LD10-1 WHPA	LD22-1 CEP、LD15-1 PRP	相似
	排放位置	水面排放	水面排放	相同
	排放源强	约为 35m ³ /h	约为 35m ³ /h	相同
钻屑	预测位置	LD10-1 WHPA	LD22-1 CEP、LD15-1 PRP	相似
	排放位置	水面排放	水面排放	相同
	排放源强	285m ³ /d	200m ³ /d	本项目小于类比对象
结论	由于本项目与类比对象为同一海域，水深、水动力、位置相似，钻井液、钻屑的排放方式一致，且均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果是合理的。			

(2) 钻井液排放对海洋环境影响类比结果

根据《乐东10-1气田开发项目环境影响报告书》（2022年）中钻井液排放的预测结果。悬浮物超标主要位于表层（海面以下0~10m），其余层无污染物超标面积。排放层超一（二）类最大距离约为0.75km，停排后恢复时间约为10.0h。超一（二）类包络面积约为0.689km²，超三、四类面积相对较小。

表4.7 乐东10-1气田开发项目环境影响报告书钻井液预测结果

层位	超一（二）类包络面积(km ²)	超三类包络面积(km ²)	超四类包络面积(km ²)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)
0m~10m层	0.689	0.079	0.031	0.75	10.0

表4.8 乐东10-1气田开发项目环境影响报告书钻井液浓度区间面积

层位	悬浮物浓度 10~20mg/L 总包络面积(km ²)	悬浮物浓度 20~50mg/L 总包络面积(km ²)	悬浮物浓度 50~100mg/L 总包络面积(km ²)	悬浮物浓度 >100mg/L 总包络面积(km ²)
0~10m层	0.359	0.153	0.098	0.079

(3) 钻屑排放对海洋环境影响类比结果

根据《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》（2022 年）中钻屑排放的预测结果。钻屑对水质的影响范围较小，浓度包络线长轴基本沿本海域主流向，且浓度超标主要集中在表层（海面以下 0~10m），其他层无污染物超标面积。排放层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.970km²，离排放点的最大距离为 1.10km；超三、四类包络面积相对较小；钻屑停止排放后 4.0h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.14km²。

表 4.9 乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书钻屑排放预测结果

层位	超一（二）类包络面积(km ²)	超三类包络面积(km ²)	超四类包络面积(km ²)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)	覆盖 2cm 面积(km ²)
0~30m 层	0.970	0.112	0.020	1.10	4.0	0.14

表 4.10 乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书钻屑排放浓度区间面积

层位	悬浮物浓度 10~20mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度 20~50mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度 50~100mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度>100mg/L 总包络面积 (km ²)
0~10m 层	0.413	0.283	0.162	0.112

(4) 钻井液和钻屑排放对海洋生态影响分析

1) 对渔业资源的影响分析

海域悬浮物含量超标，对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮性泥沙颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍与水体之间氧与二氧化碳的充分交换，可能导致鱼卵大量死亡；影响幼体的发育，发育不健康的仔稚鱼生存能力大大降低；悬浮物含量超标能使浮游植物繁殖受阻，导致水域基础生产力下降，减少鱼类的饵料生物，从而影响到鱼类的正常索饵；另外，悬浮物超标还会改变鱼类的洄游和摄食行为。

根据秋季渔业资源现状调查结果：鱼类成体平均资源密度为***kg/km²，幼鱼平均资源密度为***尾/km²；头足类成体平均资源密度为***kg/km²，头足类幼体平均资源密度为***尾/km²；甲壳类成体平均资源密度为***kg/km²，幼体为***尾/km²。秋季鱼卵平均密度为***粒/m³；仔稚鱼的平均密度为***尾/m³。

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期钻井液、钻屑排海产生的悬浮泥沙对海洋生态造成的损害，本工程钻井液、钻屑排放产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》（2022 年）中 LD10-1 WHPA 排海钻井液、钻屑扩散情况，钻井液、钻屑对水质的影响主要在表层海域，本项目钻井液排放共 39 次，钻屑排放以 15 天为一个周期进行计算，共约 57 个周期。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），结合现状调查结果，本项目钻井液、钻屑生物资源损失量按以下公式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij}$$

本项目钻屑生物资源损失量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

各类生物的损失量计算结果如下：

表 4.11 本项目钻井液、钻屑排放造成渔业资源损失量

生物资源	钻井液	钻屑	合计
鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	***	***	***
仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)	***	***	***
幼鱼 (尾)	***	***	***
甲壳类幼体 (尾)	***	***	***
头足类幼体 (尾)	***	***	***
鱼类成体 (kg)	***	***	***
甲壳类成体 (kg)	***	***	***
头足类成体 (kg)	***	***	***

2) 对海洋底栖生物的影响分析

钻井施工阶段，钻屑沉降对底栖生物造成损失，类比《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》（2022 年），钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，钻屑按平台周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除平台周围 50m 半径内面积）底栖生物损失率 50%，具体计算见表 4.12。

表 4.12 钻屑排放造成的底栖生物的损失量

影响环节	影响面积 (km ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (kg)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.132	***	50%	***
周围 50m 以内	0.008	***	100%	***
合计				***

3、施工期生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”；“持续性生物资源损害的补偿分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3 年~20 年的，按实际影响年限补偿；影响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年。”

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算，其经济价值按下式计算：

$$M=W \times P \times E$$

式中：M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

	<p>E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗按近年来主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。</p> <p>幼鱼的经济价值折算成成体进行计算，折算成体的经济价值按以下公式计算：</p> $M=W \times P \times G \times V$ <p>式中：M—幼鱼的经济损失额，元；</p> <p>W—幼鱼的损失资源量，尾；</p> <p>P—幼鱼折算为成体比例，按 100%；</p> <p>G—幼鱼、头足类幼体、蟹类幼体长成最小成熟规格的重量按 0.1kg/尾，虾类及虾蛄类幼体长成最小成熟规格的重量按 0.01kg/尾；</p> <p>V—生物成体商品价格。</p> <p>渔业生物资源经济价值按下式计算：</p> $M_i=W_i \times E_i$ <p>式中：M_i—第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；</p> <p>W_i—第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；</p> <p>E_i—生物资源的商品价格，渔业资源成体的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.2 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类和虾蛄类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”。头足类幼体折算为 0.10kg/尾，价格按 20 元/kg 计算；虾类和虾蛄类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg 计算；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 50 元/kg 计算。</p> <p>经计算可知，本次调整井造成生物资源补偿金额约***万元，折合单口井补偿金额约***万元。</p> <p>4、施工期环境风险分析</p> <p>本项目在施工阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、合成基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录“环境风险专项评价”。</p>
运营期生态环境影响分析	<p>1、运营期生态环境影响分析</p> <p>本项目投产后，不新增平台定员和生活设施。因此生活污水、生活垃圾产生量不变。</p> <p>(1) 生产垃圾</p> <p>本项目调整井工程包括 6 口新钻井和 33 口侧钻井。生产阶段工程运营将会产生一些生产垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等，运营期按每新增 1 口井生产垃圾产生量约为 1t/a 计算，新钻井为 6 口，33 口侧钻井不新增生产垃圾，则年产生</p>

的生产垃圾共约 6t/a，经分类收集后运回陆上进行处理，生产垃圾中的危险废物运回陆地拟交由***公司和***公司接收处理。

(2) 含油生产水

生产阶段各平台所产物流及污染物处理均依托现有设施，即在 LD22-1 CEP、LD15-1PRP 进行处理，本项目核算了 2025 年-2044 年的 LD22-1 CEP、LD15-1 PRP 含油生产水排放量。调整井投产后，LD22-1 CEP 最大年排放量未超出《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》核算量，LD15-1 PRP 最大年排放量未超出《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》核算量，故本项目不新增对海洋环境的影响。

表 4.13 调整井投产后各设施含油生产水较原环评对比表

平台	污染物	污染因子	调整井投产后最大排放量	原环评批复量	排放方式
LD22-1 CEP	含油生产水	石油类	***m ³ /a	***m ³ /a	处理至含油量≤45mg/L（月均值），达标连续排放
LD15-1 PRP	含油生产水	石油类	***m ³ /d	***m ³ /d	处理至含油量≤45mg/L（月均值），达标连续排放

2、运营期环境风险分析

本项目在生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录“环境风险专项评价”。

选址
选线
环境
合理性
分析

本项目是在既有平台上进行调整井工程和平台改造，在气田现有安全作业区范围内进行作业，不涉及重新选址，且施工期和运营期均不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等，选址合理可行。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p>1、污染防治对策措施</p> <p>本次调整井施工期产生的污染物为钻井液、钻屑、生活污水和固体废物（包括生活垃圾和生产垃圾）。</p> <p>(1) 钻井液</p> <p>本项目使用的钻井液包括水基钻井液和合成基钻井液，产生总量约为 16168.31m³，水基钻井液 13396.42m³、合成基钻井液 2771.89m³。</p> <p>1) 合成基钻井液：</p> <p>本项目合成基钻井液暂存于钻井平台泥浆池，泵输到船舱运至码头拟交由***公司接收处理，不排海。</p> <p>2) 水基钻井液：</p> <p>水基钻井液的处理：钻井平台设钻井液循环处理系统，通过振动筛、除砂器、除泥器和离心机等相关设备进行分离处理后，分离后的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用，水基钻井液经检测达标后水面排放。不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理（委托***公司处理；或打到钻井平台上带盖的回收箱内，然后吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用）。</p> <p>水基钻井液的排放：本次调整井工程钻井过程中向海中排放的钻井液其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420-2009）标准中二级海区标准的要求，同时含油量满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级标准要求。</p> <p>3) 泥浆池的防护措施</p> <p>钻井液贮存在钻井平台泥浆池中，一般不会产生污染。水基钻井液达标排放，因而，贮存污染防治措施主要针对合成基钻井液。定期巡查合成基钻井液泥浆池、管线、软管，确保设备处于良好状态，防止跑、冒、滴、漏现象发生；若因控制管系泄漏或泥浆池满溢油，及时组织人员进行清除溢油或积油工作，将泄漏的合成基钻井液驳入空油舱或废油桶。禁止污染物随意弃置、排海。</p> <p>(2) 钻屑</p> <p>钻屑包括水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑，产生总量约为 11534.81m³，其中水基钻井液钻屑 10558.11m³、合成基钻井液钻屑 976.73m³。</p> <p>1) 钻屑的处理：</p> <p>水基钻井液钻屑经振动筛分离，检测达标后排海。</p> <p>合成基钻井液钻屑先经振动筛处理，再经螺旋输送机传送至钻屑甩干机处理，处理后的钻屑现场检测含油量，含油量≤8%的钻屑方可进行排放。</p>
-------------	---

2) 钻屑的检测:

在钻井作业开始前, 由第三方检测机构对钻井液体系中的生物毒性和重晶石含量 (Hg, Cd) 进行检测。在钻至气层段时, 平台检测人员在振动筛出口处取样进行检测。符合标准 (含油量 $\leq 8\%$) 后钻屑排海, 不符合标准 (含油量 $> 8\%$) 钻屑贮存在钻屑箱中, 用钻屑箱全部回收。此外, 钻屑送样委托第三方检测为 1 次/月。

经检验不满足排放标准的水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑在钻井平台使用专用密闭钻屑箱收集 (调整井施工期钻井平台或拖轮上需要放置岩屑箱约 20 个, 单个容积为 2m^3 , 周转周期为 5 天左右), 均定期由供应船密闭运回陆地, 拟委托***公司进行处理。

3) 钻屑的达标排放:

本次调整井钻井排放钻屑为水面排放, 其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分: 分级》(GB18420-2009) 标准中二级海区标准的要求, 同时含油量满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中三级标准要求后方可直接排放。

(3) 生活污水和生活垃圾

施工人员的生活污水经所在平台生活污水处理装置处理达标后排海, 生活垃圾中食品废弃物经所在平台食品粉碎机粉碎到粒径 $< 25\text{mm}$ 后排放, 其他运回陆地处理。

(4) 生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经分类收集后运回陆地进行处理, 其中危险废物运回陆地拟交由***公司及***公司处理, 并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求进行回收利用或处置。

(5) 船舶机舱含油污水

船舶机舱含油污水: 机舱含油污水的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 相关要求。海上施工作业的船舶都按要求配备油水分离器, 船舶机舱含油污水经船用油水分离器处理, 使其含油浓度不大于 15mg/L 后排海。

2、生态保护对策措施

(1) 污染物源头控制

施工期水基钻井液、水基钻井液钻屑、合成基钻井液钻屑检测达标 (含油率低于 8%) 后排放, 若达不到排放标准则收集运回陆地, 拟交由***公司接收处理。合成基钻井液和生产垃圾均运回陆地处理, 船舶和钻井平台含油污水处理达标后排海。生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径 $< 25\text{mm}$ 后排放, 其他运回陆地处理。

运营期含油生产水处理达标后排海, 生产垃圾运回陆地处理, 生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径 $< 25\text{mm}$ 后排放, 其他运回陆地处理。

钻井过程中应严格控制水基钻井液、水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑的排放速

率。水基钻井液循环使用，平均最大排放速率限定为35m³/h。实际中可通过钻井液循环使用，减少排放量；通过闸阀开关程度控制其排放速率，降低钻井液入海后的扩散范围，减少悬浮物超标面积，从而减少对渔业资源的影响。

(2) 海洋生态保护措施

乐东 22-1/15-1 气田与最近的敏感目标距离为***km。建议建设单位在作业过程中，采取如下措施：

1) 项目实施后将积极采取增殖放流等有效措施，对海洋生态和生物资源环境的影响进行修复，从而促进海洋生物资源恢复和可持续发展。同时，钻井阶段尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，选择适宜的海况条件，提高施工效率。

2) 建设单位编写制定了《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》并已上报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案（备案登记表见附件 4）。溢油应急计划的主要内容包括作业区情况、应急组织机构及职责、溢油风险分析、溢油事故处理和溢油应急能力等。本次调整井的施工及运营将受上述溢油应急计划的管控，建设单位应按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

3) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取措施将溢油控制在最小范围内。

(3) 生态补偿、修复

针对施工期的生物资源损失核算金额，对海洋生物资源损失进行补偿，本次共计实施 39 口井，钻井液采用完钻一口排放一次的方式，钻屑为随钻随排，本工程造成生物资源补偿金额共约***万元，并纳入环保投资。在后续生产过程中建设单位可根据工程实际实施情况采取增殖放流等生态补偿措施，从而维持海洋生物资源可持续利用。

3、施工期环境风险防范与应急措施

施工期应针对可能出现的不同风险类型，制定相应的风险防范措施，减少风险事故发生的概率、降低溢油事故后对环境造成的影响：

(1) 制定严格的井喷预防措施。强化井控方案及应急处理预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

(2) 充分考虑钻井设备的保护措施并提供防火防爆保护，提供充分的消防设备，预防平台火灾和爆炸。

(3) 预防地质性溢油。关注地层压力稳定，从根本上杜绝地质性溢油风险。配备压力控制装置、控制阀门和报警系统，实时监控压力并做好记录，发现异常情况及时报警处置。定期开展气井动态监测，及时取录地层压力变化情况。

	<p>(4) 预防合成基钻井液泄漏。检查泥浆池及管线阀门的密封性，确保密封完好，并由专人负责，挂牌、示警，全程防止合成基钻井液泄漏。钻进期间随时对合成基钻井液液面进行监控，发现异常及时汇报、启动井控程序和相关应急预案。</p> <p>(5) 在预防为主的基础上，充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，降低海上溢油的环境污染程度。</p> <p>为预防调整井钻完井作业期间溢油事故的发生，以及发生溢油事故时能够及时、有效地进行应急反应，组织有效力量控制污染，建设单位应根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>1、污染防治对策措施及生态保护对策措施</p> <p>(1) 污染物源头控制</p> <p>本项目运营期不增加生产定员，故生活污水和生活垃圾产生量不增加，均在原环评核算量范围内；运营期生产水最大产生量未超过相关设施的处理能力，不增加其他含油污水，影响范围未超过原环评的预测影响范围，对海洋环境的影响程度均未超过原环评；甲板冲洗水全部经收集进入生产流程，经处理达标后外排，项目运营期不增加初期雨水、甲板冲洗水产生量；本项目运营期新增的生产垃圾经分类收集后运回陆地处理，其中危险废物拟交由***公司和***公司接收处理；不新增生活垃圾产生量；本项目运营期不新增船舶数量，不增加船舶机舱含油污水产生量。</p> <p>(2) 加强运营期对海洋生态环境的监测</p> <p>已投产的乐东 22-1/15-1 气田已针对运营期制定了跟踪监测计划，本次项目纳入原有跟踪监测计划，本项目不新增监测站位。</p> <p>2、运营期环境风险防范措施及事故应急措施</p> <p>针对运营期井喷/井涌等风险，建设单位制定以下风险防范措施：</p> <p>①针对运营期可能发生的井喷等地质性溢油事故，建设单位制定了一系列风险防范措施，设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备等。</p> <p>②开关井时严格遵守阀门开关顺序和互锁逻辑，保持开关井压力平衡。</p> <p>③油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。</p> <p>④设施人员应关注海面，通知守护船按时沿设施巡视，并把巡视情况汇报中控记录，发现油膜、气泡及油带立即报告。</p> <p>详细风险防范及应急措施详见附录风险专题第 6 章节。</p>

其他	<p>跟踪监测：</p> <p>项目所在气田已经按照《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》要求制定了跟踪监测计划，本工程生产运营阶段跟踪监测纳入乐东 22-1/15-1 气田现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测，了解和掌握本工程运营期对海洋环境产生不利影响的污染因子，了解工程污染物排放对海洋环境造成的影响范围和程度，提出减缓环境影响的对策建议。从而为建设者实施完善的环境管理提供科学基础。</p>																
环保投资	<p>本项目总投资***万元，环保投资约***万元，环保投资占比 2.15%，明细如下。</p> <p style="text-align: center;">表 5.1 环保投资明细</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 40%;">环境保护投资及生态补偿</th> <th style="width: 20%;">总投资额</th> <th style="width: 20%;">折合比率</th> <th style="width: 20%;">折合环保投资</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">生态补偿</td> <td style="text-align: center;">***</td> <td style="text-align: center;">100%</td> <td style="text-align: center;">***</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">污染物处理/处置</td> <td style="text-align: center;">***</td> <td style="text-align: center;">100%</td> <td style="text-align: center;">***</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">合计</td> <td style="text-align: center;">/</td> <td style="text-align: center;">/</td> <td style="text-align: center;">***</td> </tr> </tbody> </table>	环境保护投资及生态补偿	总投资额	折合比率	折合环保投资	生态补偿	***	100%	***	污染物处理/处置	***	100%	***	合计	/	/	***
环境保护投资及生态补偿	总投资额	折合比率	折合环保投资														
生态补偿	***	100%	***														
污染物处理/处置	***	100%	***														
合计	/	/	***														

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	/	/	/	/
水生生态	水基钻井液经检测达标后排放，不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理； 合成基钻井液收集后全部运回陆地拟交由***公司处理，不排海； 钻屑经检验合格、达标后排海，不达标的钻屑进行回收，送回陆地拟交由***公司接收处理； 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海； 机舱含油污水处理达标后排海。 钻井平台机舱、机房和甲板含油污水处理达标后排海	钻井液和钻屑排放满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）二级标准； 平台生活污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）； 船舶生活污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）； 船舶机舱含油污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。 钻井平台机舱、机房和甲板含油污水排放须符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-20108）。	运营期生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。 含油生产水经含油生产污水处理装置处理达标后排海。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	/	/	/	/
固体废物	生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后排放，其他运回陆地处理； 生产垃圾全部运回陆地处理。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。	生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后排放，其他运回陆地处理； 生产垃圾全部运回陆地处理。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	制定严格的井涌/井喷预防措施，预防钻井平台火灾和爆炸，预防地质性溢油，预防合成基钻井液泄漏等。	《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2023年12月）和《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》（2022年11月）。	制定溢油应急措施，配备相应的溢油应急资源，设置应急组织机构、明确其职责与应急联络方式，实现对溢油事故的有效处理，包括事故报告、应急响应程序、现场处置等。	《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2023年12月）和《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》（2022年11月）。
环境监测	/	/	纳入乐东 22-1/15-1 气田现有跟踪监测计划中。	/
其他	/	/	/	/

七、结论

1、产业政策及区划规划符合性

本项目为在现有 LD22-1 CEP、LD15-1 PRP 实施调整井工程，并对现有 LD15-1 PRP 进行改造，新增钻屑、钻井液排放，生产水排放量未超原环评。本项目相较历史环评，不新增污水排放不新增油气产能，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，需编制环境影响报告表。

本项目为海洋油气勘探开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”，经分析，项目符合《全国海洋主体功能区规划》相关要求、与《海南省主体功能规划》和海南省“三线一单”相协调；位于海南省“三区三线”划定成果中的生态保护红线之外，且距离较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

2、环境可行性

本项目位于全国海洋功能区划中的海南岛西南部海域，本项目所在平台周边 5km 范围内无敏感目标、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区等，距离上述最近的敏感区距离均在***km 以上。本项目施工期和运营期不会对其产生不利影响。

本项目施工期水基钻井液、水基钻井液钻屑、合成基钻井液钻屑、船舶和钻井平台含油污水处理达标后排放，合成基钻井液全部回收运回陆地处理，生活垃圾中的食品废弃物粉碎后小于 25mm 排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，对海洋环境影响较小，且工期较短，其影响属于短期、可恢复性影响。运营期新增生产垃圾运回陆地处理，其他污染物产生量、影响范围均在原环评影响范围内，对海洋环境的影响范围和程度较小。

因此，在建设单位切实落实了本环境影响报告表提出的各项污染防治措施，切实落实了风险事故防范对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

附图

附图 1 本项目与海南省海洋功能区划的位置关系

保密内容，已删除。

附图 2 本项目与海南省三区三线划定成果中的生态保护红线的位置关系

保密内容，已删除。

附图 3 项目与海南省海域环境管控单元的位置关系

保密内容，已删除。

附图 4 项目地理位置图

保密内容，已删除。

附图 5 本项目工程设施平面布置图

附图 5.1 LD15-1 PRP 槽口图

保密内容，已删除。

附图 5.2 LD22-1 CEP 槽口图

保密内容，已删除。

附图 6 LD15-1 PRP 平台改造平面布置图

保密内容，已删除。

附图 7 气田周边环境敏感目标分布图

附图 7.1 气田周边环境敏感目标分布图（保护区及红线）

保密内容，已删除。

附图 7.2 气田周边环境敏感目标分布图（产卵场）

保密内容，已删除。

附图 8 调查站位

附图 8.1 环境质量现状调查站位

保密内容，已删除。

附图 8.2 渔业资源现状调查站位

保密内容，已删除。

附件

附件 1 环评委托书

委 托 书

海油环境科技（北京）有限公司：

中海石油（中国）有限公司海南分公司计划实施乐东气田 LD22-1-A13H1 等 39 口调整井项目，为满足本项目环评需求，特委托贵公司按照国家有关法律法规、部门规章及有关标准、规范的相关要求，开展乐东气田 LD22-1-A13H1 等 39 口调整井项目环境影响评价，编制乐东气田 LD22-1-A13H1 等 39 口调整井项目环境影响报告表。

特此委托。

中海石油（中国）有限公司海南分公司

2024 年 4 月 7 日

（联系人及电话：陈刚 0898-69090789/18022670669）



附件 2 环评批复文件

附件 2.1: 国海环字[2006]456 号《关于乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》

保密内容，已删除。

附件 2.2: 环审〔2019〕98 号《关于乐东 22-1 气田生产水处理装置改造项目环境影响报告表的批复》

保密内容，已删除。

附件 3 海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

附件 3.1 中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划（2023 年版）

保密内容，已删除。

附件 3.2 东方作业公司溢油应急计划（2022 年 11 月版）

保密内容，已删除。

附件 4 处置单位资质证明

保密内容，已删除。

附录

环境风险专项评价

1. 评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，进行本项目环境风险分析与评价。

1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》，风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发，涉及的危险物质主要为油类和天然气，理化性质及危险特性如下。

表 1.1-1 凝析油理化及危险性质

标识	中文名：凝析油		英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6	
理化特性	外观与性状：黄棕色油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20°C密度：801.3kg/m ³		50°C密度：778.7kg/m ³	
	沸点（°C）：120~200°C		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险性类别	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（°C）：350	
	闪点（°C）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。			
毒性性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
健康危害	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状			
	急性中毒			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医			
泄漏处理	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能			

	降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚

表 1.1-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气	英文名：natural gas
	危规号：21007	UN 编号：1971
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182	沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）	相对密度：（空气=1）0.59
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59	临界温度（℃）：-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（v%）：5.0	爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
毒理性质	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的想放弃才。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 1.1-3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.810-0.855	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合

危险性类别	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55
	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
灭火方法	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
毒性性质	毒性判别：低毒性	
	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
健康危害	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度柴油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态柴油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。	
	眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。	
	吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
食入	食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
泄漏处理	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	
储运		

1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为油类和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》附录 B“重点关注的危险物质及临界量”中表 B.1 中规定的临界量，油类物质的临界量为 2500t，天然气（甲烷）的临界量为 10t。

根据建设单位资料，本项目在 LD15-1 PRP 新增一套生产测试管汇，天然气总容积 ***Sm³，约为***kg，远小于《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）油类物质临界量（2500t）及天然气（甲烷）临界量（10t），危险物质数量与临界量的比值 Q 小于 1，环境风险潜势为 I。

1.3 风险评价等级

风险评价工作等级的划分主要依据环境风险潜势，按照下表确定评价工作等级。本项目环境风险潜势等级为 I，则风险评价工作等级为简单分析。

表 1.3-1 环境风险评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

2. 环境敏感目标概况

本项目距离海洋保护区、海洋生态红线区等敏感目标较远，周边产卵场、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区等，距离上述最近的敏感区距离均在***km 以上。

表 2-1 项目周边敏感目标分布

类型	环境敏感目标名称	与 LD22-1 CEP 平台最近距离/方位
海洋生态红线	II 类红线区	***km/N
海洋保护区	三亚珊瑚礁海洋保护区 (东西瑁洲片区)	***km/NE
国家级自然保护区	三亚珊瑚礁国家级 自然保护区	***km/NE
渔业水域	南海区幼鱼、幼虾保护区	***km/NE
	南海北部幼鱼繁育场 保护区	***km/N
	短尾大眼鲷北部湾产卵场	***km/NW
	黄鲷海南岛南部产卵场	***km/E

3. 环境风险识别

3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质的理化性质及危险特性见表 1.1-1 至表 1.1-3。

3.2 风险识别

本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、合成基钻井液泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等。

(1) 井喷/井涌

在钻井和修井期间，由于地层压力过高、钻井液比重失调以及防井喷措施不当等原因可能导致发生井喷/井涌。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。由于钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且作业区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

根据国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施 39 口调整井，均为生产井，发生井涌的概率为 1.13×10^{-4} 次/a，发生井喷的概率为 1.01×10^{-4} 次/a。

表 3.2-1 常规油井井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

(2) 火灾/爆炸

设备故障以及人员操作失误有可能造成油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油类泄漏入海。参考 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率如下：

油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年

储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

由此估算，本工程依托设施 LD22-1/15-1 平台包括油气处理和油气传输，则每年发生火灾事故的概率约为 4.3×10^{-3} 次/年。

由于平台上配备有充分的消防设备，预期大部分平台火灾事故得到有效控制。如果发生火灾，平台火灾事故得到有效隔离，也不会引起爆炸事故。只有当灭火和隔离均失败情况下，才会造成大量凝析油入海，因此火灾事故失控导致的大规模溢油事故是极少发生的。根据分析与计算，LD22-1/15-1 平台调整井作业期间因火灾导致的溢油风险概率小于 4.3×10^{-4} 次/年。

(3) 船舶碰撞燃料油泄漏

参考《风险评估数据指南》，船舶与平台等气田设施发生碰撞的概率见下表。

表 3.2-2 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率 (世界范围)	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本气田船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本项目钻完井作业采用钻井平台进行，施工期新增 4 艘拖轮，单舱油量约为 80m^3 ，此外，在该海域航行的外来航船也有可能与作业船舶及平台设施发生碰撞。本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 1.6×10^{-5} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

(4) 平台设施设备及平台管线泄漏

生产阶段平台进行油气输送作业时，可能由于设备老化或人为误操作等原因引起平台油气物流管线泄漏，当可燃气体泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。由于平台设置开闭排系统，因此若平台上管线发生泄漏事故，泄漏的油类物质会进入开闭排系统中

处理，不会发生油类物质入海现象。

(5) 合成基钻井液泄漏

本项目部分调整井采用合成基钻井液，钻完井、测试阶段由于钻完井、测试液输送管线/槽及各类阀门定期进件检查维护，且配有钻完井、测试液的计量的设备、仪器，可全天候监测泄漏情况，且现场相关岗位 24 小时值班，因此合成基钻井液落海的可能性较小。且该风险仅存在于钻井期间，运行期不存在合成基钻井液泄漏风险。

(6) 海底管道油气泄漏

海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。

由于本项目在现有平台上实施调整井，不新建海底管线，本项目投产后管线的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管线的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管线溢油的风险，因此海底管道破裂/断裂引起的溢油事故不属于本项目新增的环境风险。

(7) 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，可能会出现储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

3.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类（凝析油、柴油）和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见下表。

表 3.3-1 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
油类（凝析油、柴油）	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	大气

4. 环境风险影响分析

4.1 对大气环境的影响分析

溢油事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目位于海上，常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，溢油事故对空气环境影响较小。泄漏的油类一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO₂、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量油气从井口敞喷进

入环境当中，在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。气体喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有压井液柱，因此喷出的气中携带大量的压井液，将危害周围的大气环境。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

4.2 对海域环境的影响分析

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的油类造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

4.1.1 溢油事故对周边敏感区的影响

本项目不涉及新建管道，根据校核结果，本工程投产后依托管线的实际最大输送压力、输送温度和输送量均未超过管线的设计压力、设计温度和设计输送量，没有增加所依托管线溢油的风险，故不属于本工程新增的环境风险。依托海底混输管道的溢油风险已在原环评《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》中进行评价。

本项目的环境风险类型主要包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、船舶碰撞泄漏和地质性溢油风险事故等，最具代表性事故为井喷/井涌。原环评《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》溢油风险分析与评价章节已经考虑了井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道及立管泄漏、船舶碰撞、地质性油气泄漏等风险。本项目环境风险类型与原环评基本一致。

原环评《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》综合考虑了井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道及立管泄漏、船舶碰撞、地质性油气泄漏等风险，选择施工期船舶碰撞作为最具代表性事故进行预测，本项目的风险源强不会超过原环评；且本项目溢油位置与原环评一致，均为 LD22-1 CEP，因此，本项目的环境风险影响直接引用原环评风险评价结论：

原环评针对 LD22-1 CEP 至东方终端海底管道泄漏进行预测，根据溢油漂移的数模预测结果：

LD22-1 CEP 附近海管发生溢油事故时，在 S 风向极值风速条件下最短***h 可到达 II 类海洋生态红线区；在 SW 风向极值风速条件下最短***h 可到达三亚珊瑚礁海洋保护区（东西瑁洲片区），最短***h 可到达三亚珊瑚礁国家级自然保护区；在 S、SE、W 风向极值风速条件下最短***h、***h、***h 可分别到达南海北部幼鱼繁育场保护区、短尾大眼鲷北部湾产卵场及黄鲷海南岛南部产卵场。

本项目为调整井项目，不改变 LD22-1 CEP 至东方终端海底管道凝析油最大在线量，项

目风险影响范围不超出上文管道泄漏事故的影响范围。

4.2.1 对浮游生物的影响

(1) 浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上,导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中,大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜,从而阻断了水体与大气的交换,白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足,夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取,因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物,并沉降于潮间带或浅水海底,致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质,浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用,该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素,从而加速了细胞的分裂速度,使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低,优势度增高,为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中,经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响,造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一,其分子量很大,是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一,多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来,缓慢而长期地实施其毒性。由此导致,溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

(2) 浮游动物

当溢油浓度较高时,其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时,溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率,抑制浮游动物的趋化性,降低或阻抑其生殖行为,影响其正常生理功能,降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态,会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住,从而失去自由活动能力,最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表,还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统,致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域,许多浮游动物,如小虾,会错把白天视为夜幕降临,本能的从水深处游向表层,导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用,从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物,会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食,浮游动物的群落结构、数量特征的变动,不仅直接影响着海洋渔业资源,而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递,最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%,浮游生物受到损害,就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础(张计涛, 2007)。

4.2.2 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后,可能堵塞游泳动物的呼吸系统,导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后,虽然经过一段时间自己可以清除掉,但是如果摄入体内,会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少,由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础,食

物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

4.2.3 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（Smolders R, 2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（Thomas R E, 2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

5. 溢油风险分析

本节引自《乐东区在产气田地质性溢油及浅层气风险分析》（中海石油（中国）有限公司海南分公司，2024年2月）相关内容。

5.2 地质性溢油风险因素排查

乐东 22-1 气田断层主要发育在气田南部，其中，主控断层贯穿莺歌海组至乐东组一段地层，断层顶端距海底 170m 左右；次生断层及环状断层对于南块储层及北块南部储层均起到有效的封堵作用。过 22 口设计井地震剖面显示均不钻遇断层，结合已钻 29 口开发井情况，综合分析不存在通过断层溢油的风险。

乐东 15-1 气田气藏是一个在底辟发育背景下形成的断块背斜气藏，乐东 15-1 气田部分设计井钻遇疑似通天断层，乐东 15-1 气田乐 A6、A7 井钻遇疑似通天断层，未发生过地质性溢油事件。且在该区探井和开发井的钻探过程中，未发生断层溢油事件，因此 17 口设计井钻完井过程中发生断层溢油风险较小。

乐东 22-1 气田和 LD15-1 气田均以弹性驱及弱边底水驱动为主，采用衰竭式开发，开发过程不涉及注水注气作业。

从乐东 22-1 气田已钻开发井情况看，气田 A11 井钻遇浅层气，结合地球物理资料分析，已钻开发井在浅层均经过地震振幅异常体；本次 22 口调整井均会于浅层钻遇地震异常体，

可能钻遇浅层气；由乐东 15-1 气田已钻井情况分析，气田探井及开发井共 8 口钻遇浅气层，1 口在浅层有气测异常显示；结合地球物理资料分析，17 口调整井中个别井会于浅层钻遇地震异常体，可能钻遇浅气层。故上述两个气田本次调整井在后期钻完井实施作业过程中将结合随钻地层情况，可以采取表层即建立井口等方式做好浅层气风险防范措施。

综上所述，乐东 22-1 气田和乐东 15-1 气田地质条件及断层风险认识清楚、开发过程不涉及注水注气作业，不存在超压超注现象。综合分析认为，本次申报的乐东 22-1 气田 22 口调整井及乐东 15-1 气田 17 口调整井发生地质性溢油风险较小。

5.3 浅层气风险分析

5.3.1 浅层气因素排查

乐东 22-1 气田 22 口设计井 LD22-1-A1H1~A21H1 井目的层范围内未识别出断层，且在该区 29 口开发井的钻探过程中，未发生过地质性溢油事件；乐东 15-1 气田探井和调整井均钻遇断层，亦未发生过地质性溢油事件。综合上述研究，乐东 22-1 气田 22 口设计井及乐东 15-1 气田 17 口设计井在钻完井过程中发生断层溢油风险均较小。但在作业期间，还是应严格执行《海洋钻井井控规范》（Q / HS 2028-2016）的相关规定，做好井控预案，发生复杂情况时，严格按照标准进行施工作业，切实保证钻井安全。

5.3.2 浅层气风险防范措施

- (1) 按照设计要求安装井控设备并试压合格。
- (2) 钻进放空或者钻进速度突然加快时应停钻观察。
- (3) 提前储备好重浆和堵漏泥浆，满足随时泵入要求。
- (4) 与地质油藏沟通，获取准确的浅层气及衰竭层资料信息。
- (5) 本项目根据压力、温度、硫化氢、二氧化碳分压等情况选择了相应的防喷器、采气树等级，可有效实施井控。
- (6) 如钻遇浅层气，采用大排量循环排气，并实时监控井下及井口状况，恢复钻进后应控制钻速。
- (7) 做好浅层气井控预案，并落实岗位，执行坐岗值班。
- (8) 安排人员对隔水导管及返出口位置进行观察，有异常及时汇报。
- (9) 完善应急预案和技术交底，做好演习。
- (10) 作业时安排 2 条拖轮进行值班，做好应急准备。

5.4 溢油风险分析及控制措施

(1) 钻完井溢油风险分析

- (1) 已钻探井钻后对该区块情况已有较成熟认识，钻遇断层，未发生过地质性溢油事

件，钻遇地层均不含油，地层溢油风险小。

(2) 本项目为气井，井控引发溢油的风险小。

(3) 设计采用水基钻完井液作业，钻完井液符合环保要求，钻完井液带来的溢油风险小。

(4) 预测本项目设计井可能钻遇断层，但溢油风险小。

(2) 钻完井溢油风险控制措施

(1) 设计各层套管固井全封至井口。

(2) 设计采用水基钻完井液体系。水基钻井液使用前送样检测，取得国家主管部门颁发的排污许可证。海上对钻井液和钻屑进行收集，待检验达标后根据主管部门的批复排放，钻屑排放前，携带该钻屑的水基钻井液应符合其生物毒性容许值要求。

(3) 在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌。

(4) 作业期间，严格执行 Q / HS2028-2016《海上钻井作业井控规范》的相关规定，做好井控预案，发生复杂情况时，严格按照标准进行施工作业，切实保证钻井安全。

(5) 必要时采用控压钻井技术，降低由于井漏引发井控的风险。

(3) 钻完井现场作业要求

(1) 按钻井设计要求对防喷器组、阻流管汇、立管管汇进行压力试验，确保性能良好，满足作业要求。

(2) 现场作业时根据《海洋钻井手册》关于钻井作业的安全管理规定，储备足够的压井、堵漏材料和重泥浆；

(3) 起下钻作业严禁猛提猛放，防止抽吸和压力激动。

(4) 钻柱下端接近钻头位置应安装钻具止回阀，应安装钻具内防喷工具、溢流监测仪器仪表、气体监测仪、钻井液处理及灌注装置。

(5) 如遇溢流，采取硬关井，现场根据实际情况选择合理的压井方法。

(6) 固井作业要优化套管扶正器以居套管，确保水泥浆的密度和水泥环返高，保证固井质量，必要时进行固井质量检测。

(7) 做好套管防磨损，保护套管的完整性，以防后期生产涉漏。

(8) 现场应储备加重和堵漏材料、水泥及添加剂以及处理事故可能用到的封隔器、桥塞，钢丝绞车和油管打孔等工具。

(9) 准备吸油毛毡、废油罐和消油剂，落实作业区域的围油栏等大型溢油设备和设施的情况。如遇溢油执行溢油应急计划。

6. 环境风险防范措施及应急要求

6.1 风险防范措施

6.1.1 井喷和火灾爆炸防范措施

为防止钻井阶段火灾和井喷事故的发生，作业者拟采取如下措施降低相应风险：

(1) 严格实施钻井作业规程；开钻之前制定周密的钻井计划；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确关井程序实行有效控制，及时组织压井作业；

(2) 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；选择优质封隔器并及时更换损坏元件；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；

(3) 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；

(4) 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系；

(5) 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

6.1.2 新建立管及已建海管/立管泄露事故防范措施

(1) 主要设备和管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

(2) 海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

(3) 制定相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，定期对各管线进行清管作业，确保海底管道的安全性。根据海管内腐蚀检测的结果采取相应的防腐控制措施，包括调整缓蚀剂品种、注入方法、注入浓度及检测措施等。

6.1.3 平台设施设备泄漏事故防范措施

(1) 设计中针对各生产设施采取充分的安全防护措施；各部分合理布放，对危险区采用防火、防爆设备，并采取有效的隔离措施来降低危险程度；

(2) 主要设备、生产装置和单元均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统；

(3) 在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警；

(4) 由于平台设置开闭排系统，本项目在 LD15-1 PRP 新增一套生产管汇，若新增管汇发生泄漏事故，泄漏的油气类物质会进入开闭排系统中处理，不会发生油气类物质入海现象。

6.1.4 船舶碰撞事故防范措施

(1) 作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对水下生产系统及依托平台周围

进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保水下生产系统及依托设施的安全性。

(2) 按照《海上固定平台安全规则》的要求，本项目已建平台上设置有助航标识灯、障碍灯、雾灯、平台标志牌等。

(3) 建设单位将加强平台的值班监管工作，建立切实可行的值班制度，通过值班瞭望，及早发现正在靠近工程海域的可能对平台的安全造成影响的船舶，及时联系相关船舶采取相应操作；

(4) 建设单位在工程海域及附近气田配备了 2 艘拖轮，建设单位将利用这些船舶加强日常警戒，与附近船舶保持联系，维护平台海域通航安全。

应急处理流程：

当拖航船舶发生碰撞时，拖航船舶驾驶员或被拖设施中控值班人员应立即采取有助于避免或减少碰撞损失的有效措施，并立即通知船长上驾驶室。船长广播通知全船发生碰撞，人员集结进入应急状态，通知被拖物启动相关应急，立即启动船舶海损现场碰撞应急处置方案。

a) 通知辅拖船备好主机、拖缆等设备，立即到达现场，带辅拖船拖缆协助主拖船；如航行与他船发生碰撞，判断碰撞的角度、位置和损坏程度，采取适合当时环境下的措施。船长确认本船及对方船舶人员伤害情况。轮机长和大副对船体破损情况及动力设备等进行勘察，并报告船长；

b) 碰撞双方对船舶、被拖设施碰撞损失情况进行勘察，拍照取证，形成损失书面报告，双方确认签字。如可行，及时向海南分公司应急值班室、船公司和被拖设施公司和属地海事主管部门报告；

c) 报告内容应包含（不限于）：事故发生的时间、地点、部位、底质、水深、海况、损坏情况、对船舶、设施和人员造成的威胁程度、已经采取的措施及所需的岸基支持等；

d) 拖航船舶船长对本船碰撞损坏情况、水密完整性、后续作业能力进行评估，判断船舶适航性及是否可完成航次预期的作业任务。提出岸基支持需求，并报分公司应急值班室、船舶公司或被拖设施公司等岸基应急中心；如船舶碰撞损坏严重，影响船舶适航性需返港修理时，船舶应采取必要的安全保障措施，如加强驾驶室和机舱值班，采用安全航速、关闭水密门窗、保持浮态，场所监控，巡回检查，舱室液位监测等。

当发生溢油情况时响应流程和整个溢油应急计划的响应流程是一样的。

溢油处置：

发生溢油时，应急指挥中心采取船舶、直升机、无人机、卫星监视等手段对溢油现状进行监视、监测和溢油量估算；应急指挥中心对溢油漂移趋势及可能影响的环境敏感区进行预测分析；应急指挥中心根据柴油特性及不同条件采取相应的溢油处理方法，主要包括围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

a) 溢油现场监视、监测：采取船舶监视、直升机监视、无人机监视、卫星监视、目视

监视等手段对溢油现状进行监视、监测和溢油量估算。

b) 溢油漂移预测：邀请专业机构通过卫星遥感与溢油漂移预测软件，对溢油漂移趋势、扩散范围及可能影响的环境敏感区进行预测分析。

c) 溢油控制与清除：处置前应利用专业软件建立的凝析油蒸汽扩散模型，预测安全浓度范围。根据凝析油的特性及不同条件采取相应的溢油处置方法，包括但不限于利用消防水稀释、喷洒溢油分散剂等。详细内容参见“技术策略”。

d) 水环境监测：加强现场水环境质量动态监测和跟踪，及时掌握海水污染物浓度变化，为现场处置提供数据依据。

技术策略：

a) 对于可能扩散至海域环境敏感区、邻国领海、陆地、其它海上平台的海面溢油，应采取围油栏拦截的方式，阻滞其移动。

b) 在海况环境较好的情况下，可以采用围油栏围控撇油器回收的策略或者采用吸附材料吸附的方式进行回收，主要方式包括：

1. 双船作业“J”型拖带清油：工作船处于“J”型排列围油栏的凹形底部，将一收油机或收油网放在围油栏凹形底部收油。另一拖船拖带导引围油栏，已增大扫油宽度。工作船负责围油栏的收放操作，要有足够的甲板空间放置围油栏；配有浮动油囊存储回收油；需有一吊车收放收油机；拖船负责拖带导引围油栏；

2. 三船作业“U”型拖带清油：两条拖船拖带围油栏成“U”形，一工作船将一收油机放在围油栏凹形底部收油。也可将一收油网放在围油栏凹形底部收油；

3. 三船作业“V”型拖带清油：两条拖船拖带围油栏成“V”形，浮油回收船在“V”型底部收油。

应急措施：

a) 在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发船舶碰撞造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向上逐级汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施油污回收、消除等有效措施，以减少污染损害；

b) 发生船舶碰撞溢油时，应尽可能关闭所有油舱管系统阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

6.1.6 合成基钻井液泄漏防范措施

本项目部分调整井采用合成基钻井液，钻完井、测试阶段由于钻完井、测试液输送管线/槽及各类阀门定期进件检查维护，且配有钻完井、测试液的计量的设备、仪器，可全天候监测泄漏情况，且现场相关岗位 24 小时值班，因此合成基钻井液落海的可能性较小。一旦发生大规模泄漏，将采用围油栏进行围控，布放撇油器进行回收，以及消油剂喷洒消除溢油的手段。

- ① 建设单位应对合成基钻井液泄漏的反应计划；
- ② 在可行的情况下立即隔离泄漏源；
- ③ 将时间报告给岸上管理人员，并进一步报告生态环境行政主管部门；
- ④ 对于水面下和水面上溢油的检测，将使用中海石油环保服务（天津）有限公司水下漂移预测软件进行监控；
- ⑤ 对水面上的溢油，还可以利用守护船和直升飞机共同检测海面（油膜）；
- ⑥ 就解决地面合成基钻井液泄漏的方法将向生态环境部寻求指导和建议。

6.1.7 钻遇浅层气处置措施

本项目实施调整井的乐东 22-1/15-1 气田地质条件及断层风险认识清楚，如存在钻遇断层或钻遇浅层气的可能，应对措施见 5.3.2 和 5.4 章节。

6.1.8 地质性溢油风险防范措施

乐东 22-1 气田 22 口设计井 LD22-1-A1H1~A21H1 井目的层范围内未识别出断层，且在该区 29 口开发井的钻探过程中，未发生过地质性溢油事件；乐东 15-1 气田探井和调整井均钻遇断层，亦未发生过地质性溢油事件。综合上述研究，乐东 22-1 气田 22 口设计井及乐东 15-1 气田 39 口设计井在钻完井过程中发生断层溢油风险均较小。为降低本项目地质性溢油风险，提出以下防范措施：

（1）加强生产井的压力资料监测和跟踪

为了保障油气田的安全生产，可利用井筒的测压数据是否存在异常情况，为分析和判断各井及地层的溢流风险提供依据。另外，在产油气井都有套压监测资料，可根据该资料分析和判断各井筒及地层是否存在溢油风险。

（2）加强测录井资料的分析

详细分析已钻井的录井资料和测井资料，根据资料判断地层是否存在气测或压力异常，为判断溢油风险提供依据。

（3）井眼防碰预防措施

- ① 表层防碰井段钻进使用牙轮钻头，采用低排量、低钻压钻井参数确保作业安全。
- ② 防碰井段使用陀螺测斜，密切关注与已钻井眼的防碰扫描。
- ③ 优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用定向井软件对轨迹进行防碰计算和分析。

④ 钻进中若出现钻遇套管的征兆，如返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD 的地磁场强度值数据显示异常，则立即停止钻进。

（4）固井作业风险防范措施

- ① 提高套管居中度。套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度。

②改变封固方式。套管固井作业由单级双封变为单级全封，尾浆封固下部油气水层段，领浆封固上层管鞋，减少穿通风险，中间段使用低密度水泥浆填充。

③优化浆柱结构。固井作业水泥浆采用低密高强体系封固。采用低温早强水泥浆，缩短水泥浆稠化时间。

④合理设计前置液浆柱，确保清洗效果。合理选择隔离液。

⑤固井结束，在确认无回流，环空液面稳定的情况下拆井口。固完井拆井口后，要在油管四通上连接盲法兰封堵、油管四通翼阀安装压力表，空井期间要定期检查井口是否有压力，若发现井口带压，要及时采取措施处理。进行固井质量测井，确保油层段封固。

（5）完井作业相关风险防范措施

①井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

②高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；

③环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

（6）针对钻遇断层井漏的准备工作及预备措施

①平台上准备充足的堵漏材料，并定期检查并核对数量，根据现场实际用量及时补充。

②在钻至易井漏的地层之前，钻井液中加入单封等堵漏材料，降低井漏的机率。

③开泵时要缓慢开泵，返出正常后再逐渐将泵冲开至正常。

④起下钻遇阻卡需要划眼（或倒划眼）时，应先向反方向活动钻具至少一个单根后，方可缓慢开泵，开启顶驱。

⑤下钻时，如果裸眼段较长或钻井液静止时间较长，中途应分段循环钻井液。

⑥控制裸眼井段的下钻速度，防止发生压力激动而憋漏地层。

⑦优化定向井设计，将定向井数据随时传回陆地进行处理，明确定向井轨迹相对位置关系，指导后续作业。

⑧过断层前进行短程起下钻作业，保证上部井眼畅通。

⑨控制合理的钻井液性能，在满足井下安全的前提下使用较低的钻井液密度。

（7）应对断层漏失的措施

①降低排量，甚至停泵，观察漏失速度。

②在钻井液总量允许的情况下，立即配置浓度较高的堵漏钻井液，同时起钻到漏层以上安全井段，起钻时记录罐钻井液量并测算静止漏速。

③堵漏钻井液配置完成后，下钻至漏层底部，并把堵漏浆液替到漏失井段，起钻至堵漏浆液上面，逐步提高排量循环。

④关防喷器，间歇性向漏层中挤入堵漏钻井液，憋压堵漏，提高漏层处的承压能力，直至满足后续作业要求。

⑤如果憋压堵漏后不能满足后续作业要求或破裂后漏失很大，甚至无返出，采用水泥浆

堵漏。

6.2 溢油事故应急处理措施

6.2.1 溢油应急预案

建设单位已编写制定《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划（2022年版）》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划（2023年版）》并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。

6.2.2 应急组织机构及职责

中海石油（中国）有限公司海南分公司应急组织机构由分公司应急指挥中心及其下设的应急协调办公室（下设应急值班室）、技术专家组、公共关系法律组、资金保险组、后勤支持保障组等组成。。

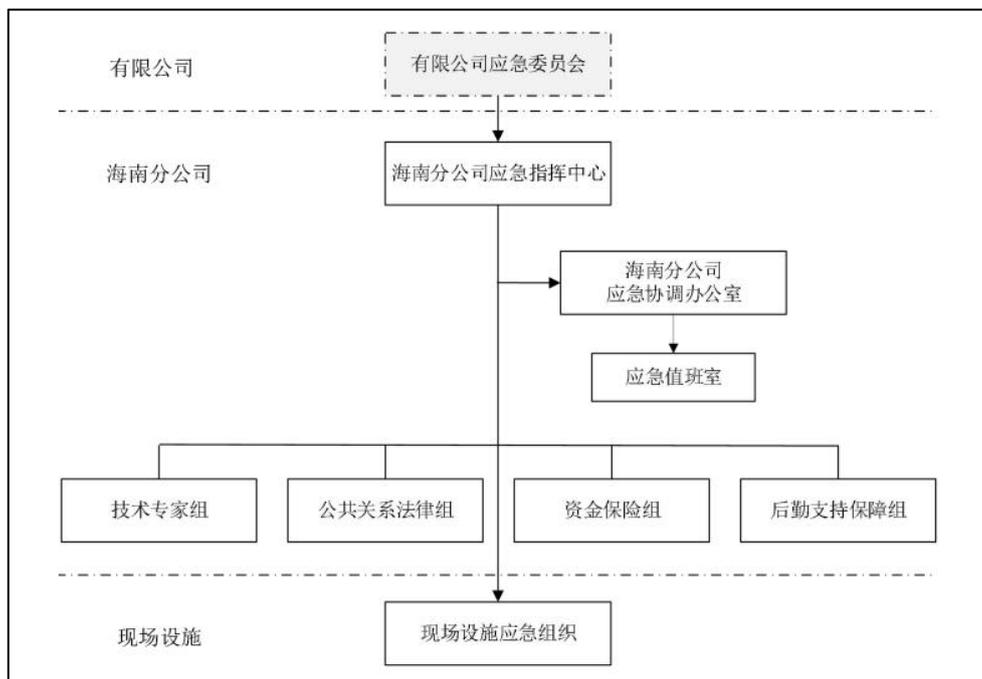


图 6.2-1 海南分公司应急组织机构图

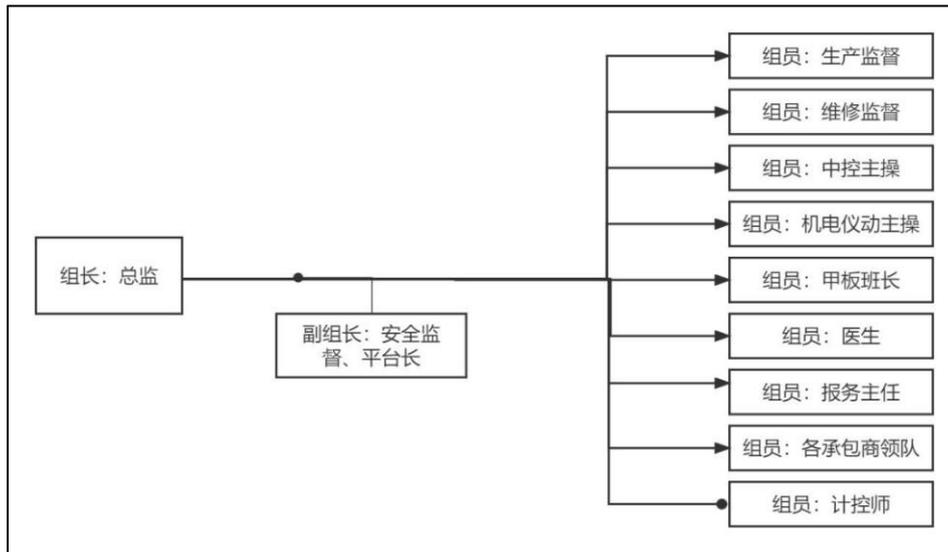


图 6.2-2 东方作业公司辖属气田溢油应急组织机构

6.2.3 溢油事故响应策略

(1) 溢油事故报告程序

溢油发现者发现溢油应立即向作业现场管理人员（监督）报告，必要时可直接向设施现场负责人（油气田总监或项目负责人）报告溢油情况。作业现场监督向现场设施负责人报告，并如实记录。

现场负责人接到溢油事故报告后，应立即按照现场《溢油应急计划》进行溢油应急处置。同时指定人员 20 分钟内通过电话向分公司应急值班室报送事件初始信息，并在 45 分钟以内进行书面上报。

应急值班室接到溢油事故的报告后，应在值班日记上做详细记录，并立即报告应急协调办公室主任。应急协调办公室主任收到事故报告后，立即向应急指挥中心主任及副主任报告现场溢油事件信息。应急指挥中心主任收到应急协调办公室主任关于溢油的事故报告后，根据应急指挥中心主任和应急协调办公室主任提出的建议，决定是否启动分公司级溢油应急响应。

分公司级溢油应急响应启动后，执行分公司《溢油应急计划》，应急指挥中心主任将作为溢油应急行动的总指挥，负责组织、指挥、协调、控制溢油应急行动。经应急指挥中心主任审核及应急指挥中心主任审批，应急值班室及时向集团/有限公司应急值班中心报送。发生溢油事件时，电话报告时间最迟不得晚于事件发生后半小时，随后再以书面形式上报。并根据法律法规相关要求，由质量健康安全环保部安全经理在接到事件报告的 1 小时内向生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局、中国海警局直属第四局、海油安监办海南监督处和辖区海事局作初步报告，并组织编制后续简报，通过应急值班室进行上报。应急值班室应至少每 2 小时（事件初期每半小时）向集团/有限公司应急值班中心报告一次溢油事故的事态进展情况，情况发生重大变化时应随时报告。应急值班室应每日将溢油事件应急工

作情况报送珠江南海局，包括应急安排、现场状况、处置情况等详细内容，溢油事故处置进展发生重大变化时，应于当日立即续报。

根据气象条件对溢油漂移路径及影响情况进行预测和跟踪监视。根据溢油情况的变化，将事故严重程度、影响区域及公司目前的救援行动向 24 小时内可能受影响海域或沿海地区县级以上地方政府应急办公室和相关政府主管部门通报。因海洋环境的特殊性和不可控性，影响范围可能超出目前预测，则应根据事故发生时的实际情况作出调整，确保应当报告的地方相关部门都按要求及时汇报。

（2）研判

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（环海洋函〔2022〕27号）的规定，海洋石油勘探开发溢油污染事故分为特别重大、重大、较大和一般四级（下面有关数量的表述中，“以上”含本数，“以下”不含本数）：

① 特别重大溢油污染事故，溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染事故；或者溢油量 500 吨以上且可能污染敏感海域，或者可能造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染事故；

② 重大溢油污染事故，溢油量 500 吨以上 1000 吨以下，但不会污染敏感海域，不会造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染事故；

③ 较大溢油污染事故，溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染事故；

④ 一般溢油污染事故，溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染事故。

参考中海石油（中国）有限公司海南分公司实行溢油事故处理决策分级管理。对安全生产及环境敏感区产生的不良影响较小，作业现场所能控制的范围的溢油。各装置发生溢油泄漏量小于等于 0.1 吨，立即启动《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》（2022 年），溢油处置由各气田总监根据海南分公司应急指挥中心的授权进行决策处置，现场应急机构为东方作业公司各生产设施安全应急执行小组。生产设施应及时将最新情况报告海南分公司应急指挥中心，取得海南分公司的各种支持。

对溢油量在 0.1 吨以上，立即报告海南分公司应急指挥中心，海南分公司应急指挥中心按海南分公司《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划（2023 版）》启动应急指挥中心并直接决策处理。

（3）启动

溢油污染环境事件发生后，根据事故的状态和其发展态势确定响应的级别，如果对时间的潜在后果把握不准，可以按事件可能导致的最严重后果进行反应。

① 现场级应急响应（三级）：泄漏油品小于 0.1t。

② 中海石油（中国）有限公司海南分公司级应急响应（二级）：泄漏油品达到或超过

0.1t 而小于 10 吨；生产/作业设施利用自己或可调用的资源无法解决遭遇的突发事件。

③ 集团公司级应急响应（一级）：大面积泄漏油品达到或超过 10 吨；控制系统失灵；海南分公司利用自己或可调用的资源无法解决遭遇的突发事件。

应急响应启动由应急指挥中心发布，较高级别的应急响应包含较低级别应急响应的所有措施。响应启动时，各部门必须提早研判、提前部署并确保万无一失。根据需要请求广东、海南、广西三省（自治区）、全国海上搜救中心或香港海上救援飞行队，或有关海区海事局、民航、救捞局、消防队、部队等给予支援。

6.3 溢油应急措施有效性分析

6.3.1 气田自身应急能力

乐东 22-1/15-1 气田配备的溢油应急资源见表 6.3-1~6.3-2。

表 6.3-1 乐东 15-1 气田溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	消油剂	***	***	***
2	吸油毡	***	***	***
3	抹布	***	***	***
4	木糠	***	***	***

表 6.3-2 乐东 22-1 气田溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	消油剂	***	***	***
2	吸油毡	***	***	***
3	抹布	***	***	***
4	木糠	***	***	***

乐东 22-1/15-1 气田溢油应急设备分布存储于 LD22-1 CEP、LD15-1 PRP，包括消油剂、吸油毡、抹布、木糠，具备一定的溢油应急能力。

6.3.2 本项目可利用的其他油气田溢油应急设备

一旦发生溢油规模大于其自身应急处理能力的时候，根据《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划（2023 版）》，中海石油（中国）有限公司海南分公司可统一安排人员、设备或其他资源。该级响应需由海南分公司事故管理团队来统一指挥现场的溢油应急处置作业。海南分公司其他作业区配置的溢油应急资源见表 6.3-2~表 6.3-8。

表 6.3-3 东方 1-1 气田溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放设施
溢油分散剂喷洒装置	***	台	***	***
手动喷雾器	***	台	***	***
溢油分散剂	***	桶	***	***
吸油棉	***	箱	***	***
抹布	***	袋	***	***

表 6.3-4 东方 13-2 气田溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	溢油分散剂喷洒装置	***	***	***
2	手动喷雾器	***	***	***
3	溢油分散剂	***	***	***
4	吸油棉	***	***	***

表 6.3-5 东方终端溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	吸油毡	***	***	***
2	吸油棉	***	***	***
3	木糠	***	***	***
4	回收油桶	***	***	***
5	气动泵及附件	***	***	***
6	移动式消防炮及附件	***	***	***
7	塑料桶	***	***	***
8	铜铲	***	***	***
9	扫帚	***	***	***
10	拖把	***	***	***

表 6.3-6 深海一号平台溢油应急资源

序号	溢油应急物资	数量	存放地点
1	充气式橡胶围油栏	***	***
2	防爆动力站	***	***
3	吸气机	***	***
4	集装箱	***	***
5	撇油器	***	***
6	喷洒装置	***	***
7	手持喷枪	***	***
8	储油囊	***	***
9	吸油毛毡	***	***
10	消油剂	***	***
11	气动隔膜泵	***	***

表 6.3-7 崖城 13-1 平台、南山终端溢油应急资源

名称	型号	数量	存放地点
船载喷洒装置	***	***	***
喷雾器	***	***	***
围油栏	***	***	***
围油栏	***	***	***
围油栏	***	***	***
撇油器	***	***	***
撇油器	***	***	
液压吸油泵	***	***	
撇油头	***	***	
撇油头	***	***	
吸油管	***	***	
吸油管	***	***	
柴油机(Manual Start)	***	***	
柴油机(BatteryStart)	***	***	
清刷泵	***	***	
布栏机 Boom Roller	***	***	***

名称	型号	数量	存放地点
移动式储油箱（帆布式储油池）Fast Tank	***	***	***
吸油粉末	***	***	***
吸油垫纸	***	***	
沾油丝	***	***	***
吸油栏	***	***	
吸油栏	***	***	
吸油栏	***	***	***
溢油分散剂	***	***	***
溢油分散剂	***	***	***
溢油分散剂	***	***	***
防火型围油栏	***	***	***

表 6.3-8 海南码头公司溢油应急资源

序号	应急物资名称	型号	数量	存放地点
1	固定浮子式橡胶围油栏	***	***	***
2	转盘式收油机	***	***	***
3	油拖网	***	***	***
4	吸油毛毡	***	***	***
5	溢油分散剂	***	***	***
6	轻便储油罐	***	***	***
7	溢油分散剂喷洒装置	***	***	***

6.3.3 溢油应急设施可行性分析

(1) 资源应急响应时间分析

根据本项目可能发生溢油风险事故类型及概率分析结果，乐东 22-1/15-1 气田自身已配备足够的应急物资。一旦发生事故，乐东 22-1/15-1 气田可立即响应，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求，周边崖城 13-1 气田溢油应急资源在接到通知后的最快可在***h 内抵达本次调整工程附近。

本项目周边溢油应急力量抵达本次调整工程附近时间见表 6.3-11。

表 6.3-9 气田自身及周边溢油应急力量抵达本次调整工程附近时间（以 LD22-1 CEP 考虑）

序号	应急资源分布点	距离（公里）	动员、装船时间（小时）	航行时间（小时）	到达时间（小时）
1	乐东 22-1 气田	***	2	***	***
2	东方 13-2 气田	***	2	约***	约***
3	东方终端	***	2	约***	约***
4	乐东 15-1 气田	***	2	约***	约***
5	东方 1-1 气田	***	2	约***	约***
6	崖城 13-1 气田	***	2	约***	约***
7	南山终端	***	2	约***	约***
8	深海一号平台	***	2	约***	约***

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度为经济平均航速 9 节（约 16.7 公里/小时）。在实际中，陆地运输受交通路况影响；海上受海况影响，船舶会以最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收作业。

(2) 溢油应急能力估算

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开

发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

$$L = \ln(0.1t + 1) \sqrt{\frac{60\pi m}{d\varphi\rho}}$$

式中：L——围控溢油所需围油栏长度，m；m——泄漏油品质量，t；t——溢油发生之后的时间，h； π ——圆周率，无量纲；d——油膜厚度，m，本次报告取 0.01m； φ ——围油栏利用系数，取 0.9； ρ ——泄漏油品密度，g/cm³。

本报告引用《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2022 年）溢油情景设定源强（80m³）进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据上式估算在发生溢油 3h 时所需要的围油栏长度约为 339m。

深海一号平台备有充气式橡胶围油栏 400 米、南山终端备有围油栏 1220m、海南码头公司备有固定浮子式橡胶围油栏 627m，本项目可利用的围油栏满足本报告引用《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2022 年）溢油情景设定源强（80m³）。

7. 结论

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、钻井期火灾/爆炸、管线泄漏等。根据分析，本项目的可能最大溢油量均未超过《乐东 10-1 气田开发项目环境影响报告书》识别出的风险范畴。

乐东 22-1/15-1 气田溢油应急设备分布存储于 LD22-1 CEP、LD15-1 PRP，包括消油剂、吸油毡、抹布、木糠，具备一定的溢油应急能力，具备一定的溢油应急能力。一旦发生事故，乐东 22-1/15-1 气田可立即响应，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求，周边崖城 13-1 气田溢油应急资源可以在接到通知后的 4.8h 内抵达本次调整工程附近并开始应急作业，可满足本项目需求。

建设单位已编写《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划（2022 年版）》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划（2023 年版）》并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。本项目受上述溢油应急计划统一管理，上述溢油应急计划的溢油应急资源（溢油物资数量、能力等）可以满足本项目需求，本项目不需修编现有溢油应急计划，若本项目所在海域工程发生变动，建设

单位会根据实际情况动态更新溢油应急计划。建设单位需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目风险可控。